

Aspekte der Anreizkompatibilität im energiepolitischen Regulierungsrahmen

-

Ein Beitrag zu den Auswirkungen der Energie-
wende aus der Perspektive der Stromverteilnetze

Der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Universität Leipzig
eingereichte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades
Doctor rerum politicarum
Dr. rer. pol.
vorgelegt

von Stefan Jürgen Saatmann

geboren am 18. Mai 1982 in Rostock

Leipzig, 15. November 2017

Gegenstand der vorliegenden Arbeit sind Aspekte der Anreizkompatibilität im energiepolitischen Regulierungsrahmen aus der Perspektive der Stromverteilnetze. Sie entstand in den Jahren von 2012 bis 2017 überwiegend in meiner Tätigkeit als Doktorand zunächst bei der Stromnetz Hamburg GmbH und anschließend bei der Stromnetz Berlin GmbH. In diesem Zeitraum wurde ich als externer Doktorand am Institut für Unternehmensrechnung, Finanzierung und Besteuerung der Universität Leipzig betreut.

Herrn Professor Dr. Ralf Diedrich und Herrn Professor Dr. Thomas Bruckner gilt mein besonderer Dank für die stetige Betreuung, den wertvollen wissenschaftlichen Input und das entgegengebrachte Vertrauen. Des Weiteren bedanke ich mich bei den Mitarbeitern des Instituts für die erkenntnisfördernden Diskussionen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Oliver Günther und weiteren Mitarbeitern, Führungskräften und Wegbegleitern für ihren Austausch und das Interesse am Entstehen der Arbeit.

Darüber hinaus möchte ich mich bei meiner Familie und insbesondere bei meiner Frau Judith bedanken. Sie haben mir den Rückhalt gegeben, diese Arbeit zu beginnen und sie erfolgreich zu beenden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	III
Abbildungsverzeichnis	VIII
Anlagenverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis.....	XI
Abkürzungsverzeichnis	XII
Verzeichnis über verwendete Symbole und Variablen	XIV
1 Überblick über Aufbau und Argumentationsfolge	1
1.1 Hintergrund und Problemstellung	1
1.2 Ziel und Struktur der Arbeit	4
2 Netzökonomische Grundlagen.....	8
2.1 Stromnetze in Deutschland	8
2.1.1 Aufbau, Anordnung und Stromnetzbetrieb	8
2.1.2 Einflussgrößen auf die Netzauslegung	10
2.1.3 Charakteristisches Verhalten der Einspeisung, Verbrauch und Speicher ...	11
2.2 Ökonomische Eigenschaften von Stromnetzen.....	17
2.2.1 Einordnung der Verteilnetze in die Wertschöpfung der Stromversorgung.	17
2.2.2 Gesamtwirtschaftliche Einordnung.....	19
2.2.3 Betriebswirtschaftliche Einordnung.....	25
3 Energiepolitik in Deutschland – Stromsektor im Fokus	28
3.1 Das energiepolitische Zieldreieck	28
3.2 Beispiele ausgewählter energiepolitischer Wegmarken.....	30
3.3 Ziele und Instrumente im deutschen Energiekonzept	32
3.4 Begriffliche Einordnung der Energiewende im Stromsektor.....	36
4 Empirische Analyse zur Erzeugungs- und Verbrauchslastentwicklung	39
4.1 Vorgehensweise und Datenbasis.....	40
4.2 Methodische Einordnung, Aufbau und Aggregationsebenen	42
4.3 Annahmen und Zeitdimension der Szenarien	45

4.3.1	Szenarien Über- und Untererfüllung Ausbaukorridor EEG 2014.....	46
4.3.2	Entwicklung der installierten Leistung der EE	47
4.3.3	Entwicklung der Verbrauchslast	51
4.4	Ausgewählte Ergebnisdarstellung zur zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Verbrauch	52
4.4.1	Fallbeispiel: Starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Verbrauchslast	52
4.4.2	Fallbeispiel: Schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Verbrauchslast	56
4.5	Ausgewählte Ergebnisdarstellung zur räumlichen Verteilung der installierten Erzeugungskapazität.....	59
4.5.1	Fallbeispiel: Erneuerbare Erzeugungsleistung.....	59
4.5.2	Fallbeispiel: Anteil EE-Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz	61
4.6	Sensitivitätsanalyse: Fortschreitender Ausbau der PV-Erzeugung und Überschusspotentiale für Speicher	64
5	Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze.....	69
5.1	Veränderungen im Stromverbrauch	69
5.2	Veränderungen in der Erzeugung.....	72
5.2.1	Treiber der Energiewende in der Stromerzeugung	72
5.2.2	Merkmale der Energiewende im Erzeugungsbereich	75
5.3	Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.....	81
5.4	Integration von Stromspeichern	83
5.5	Aufgabenentwicklung der Verteilnetzbetreiber	84
5.6	Ausgewählte Untersuchungen zur Netzentwicklung	87
5.6.1	dena: Verteilnetzstudie 2012.....	88
5.6.2	Netzentwicklungsplan Strom 2013	91
5.6.3	Plattform Energienetze: Verteilernetzstudie 2014	92

5.6.4	Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende 2014.....	94
5.6.5	dena: Einführung von Smart Meter in Deutschland 2014.....	96
5.6.6	Studiensynopse Netzausbau und kritische Würdigung der Untersuchungsergebnisse.....	98
5.7	Zwischenfazit	101
6	Anreizregulierung und Ausgestaltung der Netzentgelte in Deutschland.....	106
6.1	Begriff und Ziele der Regulierung	106
6.2	Grundlegende Regulierungsansätze	108
6.2.1	Gegenstand und Zeitpunkt des Regulierungseingriffes	108
6.2.2	Systematisierung grundlegender Regulierungsansätze	110
a.	Kostenbasierte Regulierungsansätze	111
b.	Performancebasierte Regulierungsansätze	112
c.	Kombinierte Regulierungsansätze	113
6.3	Anreizstrukturen und Zielverfolgung der Erlösobergrenzenregulierung	114
6.3.1	Wirkungsweise der Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden	114
6.3.2	Beschreibung der Elemente der Regulierungsformel	118
6.3.3	Veränderte Anreize für die dritte Regulierungsperiode	123
a.	Veränderte EOG-Formel	123
b.	Wirkungsweise Kapitalkostenabgleich	124
6.3.4	Effizienzvergleich	126
6.4	Ausgestaltung der Netzentgelte in Deutschland	128
6.4.1	Rechtlicher Rahmen	128
6.4.2	Aktuelles Verfahren zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte	129
7	Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen der Energiewende und der Entgeltregulierung.....	134
7.1	Terminologie und Begriffszusammenhänge der Anreizkompatibilität.....	134

7.2	In die Regulierung involvierte Akteure und ihre Ziele	137
7.2.1	Exkurs: Ebenen der Gesamtbetrachtung	137
7.2.2	Betrachtung ausgewählter Akteure	138
7.2.3	Zielgegenüberstellung der gesetzgebenden Organe, Netzbetreiber und Netznutzer	141
7.2.4	Diskussion zum Regulierungsrahmen ausgewählter Akteure	145
c.	Technische Lösungsmöglichkeiten	146
d.	Wirtschaftlich-rechtlicher Regulierungsrahmen	147
7.3	Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen	150
7.3.1	Zielkonflikt zwischen Energiewende und Anreizregulierung	150
7.3.2	Auswirkungen der Unbundling-Vorschriften	153
7.3.3	Technologieeinführung intelligenter Messsysteme	155
a.	Derzeitige Regelungen im EnWG	156
b.	Gesetzesentwurf Messstellenbetriebsgesetz mit Einführung einer Preisobergrenze	156
7.3.4	Regulatorischer Rahmen für Stromspeicher	160
7.4	Sachverhalte zur Anreizkompatibilität innerhalb der Wertschöpfungskette	162
7.4.1	Privilegierter Netzanschluss von EEG- und KWK-Anlagen	162
7.4.2	Abschaltung von EEG- und KWK-Anlagen	164
7.4.3	Direktvermarktung und Steuerungsbedarf in den Verteilnetzen	167
7.4.4	Netzentgelte, netzdienliches Verbrauchsverhalten und Lastflexibilität	169
7.5	Ergebnisüberblick und Bewertung der Anreizkompatibilität	173
8	Fazit und Perspektiven	176
8.1	Reformbedarf der Anreizregulierung	176
8.2	Grenzen der Regulierung	177
8.3	Resilienz durch Priorisierung im energiepolitischen Dreieck	179

VII

8.4	Paradigmenwechsel in der Betrachtung der Regulierung – integrierte Anreizsysteme für Flexibilitätsoptionen.....	180
8.5	Entwicklungsoptionen in der Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch	181
8.6	Abschließendes Resümee.....	183
Bibliographie.....		CXCII
Rechtsquellenverzeichnis.....		CCXVI
Wissenschaftlicher Werdegang des Verfassers.....		CCXIX
Bibliographische Beschreibung		CCXXI
Selbstständigkeitserklärung.....		CCXXII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Uni- und bidirektionale Erzeugungsverteilung.....	3
Abbildung 2: Zielebenen der Arbeit	5
Abbildung 3: Struktur der Arbeit	7
Abbildung 4: Allgemeine Komponenten im Stromnetz	11
Abbildung 5: Wertschöpfungskette der Stromversorgung.....	18
Abbildung 6: Stromwirtschaftliche Grundfunktionen	19
Abbildung 7: Kostenverläufe im natürlichen Monopol und in Monopolen.....	23
Abbildung 8: Energiepolitisches Zieldreieck.....	29
Abbildung 9: Zeitstrahl ausgewählter energiepolitischer Wegmarken.....	31
Abbildung 10: Zeitstrahl Begriffsverwendung Energiewende	37
Abbildung 11: Vorgehensweise bei der empirischen Analyse	41
Abbildung 12: Aufbau empirisches Analysemodell	44
Abbildung 13: Aggregationsebenen der Betrachtung.....	45
Abbildung 14: Installierte Leistung erneuerbarer Energien.....	48
Abbildung 15: Entwicklung installierter Erzeugungskapazität	49
Abbildung 16: Installierte Leistung erneuerbare Energien im Szenariorahmen.....	50
Abbildung 17: Entwicklung der Verbrauchslastextreme im Szenariorahmen.....	52
Abbildung 18: Ergebnisbeispiel „Starke Einspeisung und schwache Verbrauchslast“ ..	54
Abbildung 19: Ergebnisbeispiel „Starke Einspeisung und schwache Verbrauchslast“ im Szenario EEG 2014 und sinkende Netzlast.....	55
Abbildung 20: Ergebnisbeispiel „Schwache Einspeisung und starke Verbrauchslast“ ..	57
Abbildung 21: Ergebnisbeispiel „Schwache Einspeisung und starke Verbrauchslast“ im Szenario EEG 2014 und konstante Last.....	58
Abbildung 22: Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien bei urbanen VNB	60
Abbildung 23: Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien bei ländlichen VNB.....	61
Abbildung 24: Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz...	63
Abbildung 25: Installierte Leistung erneuerbarer Energien bei den östlich-ländlichen VNB	64

Abbildung 26: Sensitivität – Fallbeispiel: Starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Last	65
Abbildung 27: Sensitivität – Fallbeispiel: Schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Last	66
Abbildung 28: Entwicklung Bruttostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland.....	71
Abbildung 29: Treiber der elektrischen Energiewende	75
Abbildung 30: Jahresvolllaststunden der Elektrizitätserzeugung nach Energieträger 2014.....	76
Abbildung 31: Erzeugte EEG-Mengen	78
Abbildung 32: Anlagengröße der erneuerbaren Erzeugungstechnologien	79
Abbildung 33: Komponenten und Aufgaben Verteilnetzbetreiber	86
Abbildung 34: Investitionsbedarf im Verteilnetz.....	90
Abbildung 35: Anzahl NOVA-Maßnahmen	103
Abbildung 36: Kombinierte Erlösobergrenzenregulierung.....	114
Abbildung 37: Wirtschaftliche Wirkungsweise der Erlösobergrenze.....	115
Abbildung 38: Illustrative Darstellung der Kapitalkostenunterdeckung	117
Abbildung 39: Illustrative Darstellung des Sockeleffekts	118
Abbildung 40: Regulierungsformel für die Erlösobergrenze.....	119
Abbildung 41: EOG-Formel für VNB + ÜNB + FLNB ab 2. Regulierungsperiode	124
Abbildung 42: EOG-Formel nur für VNB ab 3. Regulierungsperiode.....	124
Abbildung 43: Formel Ermittlung Kapitalkosten	125
Abbildung 44: Prozessüberblick Anreizkompatibilität.....	137
Abbildung 45: Ebenen und Beteiligte der Regulierung für Stromnetze	141
Abbildung 46: Ausgestaltung im Regulierungsrahmen der Stromversorgung	149
Abbildung 47: Preisobergrenze als Höchstpreis	157
Abbildung 48: Preisobergrenze und Kostenverläufe iMsys und moMe	159
Abbildung 49: Akteure und Beziehungszusammenhänge der Direktvermarktung.....	168
Abbildung 50: Anteil NNE am Gesamtstrompreis	170
Abbildung 51: Entwicklungsmöglichkeiten für den Ordnungsrahmen zur Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch.....	183
Abbildung 52: Regulierung als ständiger Optimierungsprozess.....	184

Anlagenverzeichnis

Anlage I – Quantitative Ziele im Energiekonzept.....	CLXXXVII
Anlage II – Studiensynopse Netzausbau und Kosten	CLXXXVIII
Anlage III – Formeln zeitliche Verteilung von Einspeisung und Verbrauch....	CLXXXIX
Anlage IV – Formeln Netzentgeltkalkulation	CXC
Anlage V – Prozess Anreizkompatibilität.....	CXCI

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Charakteristisches Verhalten der Einspeisung.....	12
Tabelle 2: Charakteristisches Verhalten der Einflussgrößen Verbrauch und Speicher ..	16
Tabelle 3: Ausgewählte quantitative Ziele aus dem Energiekonzept	34
Tabelle 4: Extremfallmatrix für Erzeugungs- und Verbrauchslast	43
Tabelle 5: Technologiespezifische Ausbauziele gemäß EEG 2014.....	49
Tabelle 6: Delta zwischen Erzeugungs- und Verbrauchslast.....	67
Tabelle 7: Überschuss- und Residualarbeit in Fallbeispielen	68
Tabelle 8: Studiensynopse Netzausbaubedarf im Verteilnetz nach Netzebenen	100
Tabelle 9: Studiensynopse Kosten – Netzausbau im Verteilnetz nach Netzebenen	101
Tabelle 10: Synopse Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze	105
Tabelle 11: Veränderte EOG-Formelbestandteile.....	124
Tabelle 12: Formelelemente Kapitalkosten	125
Tabelle 13: Synopse Ziele der am Regulierungsprozess beteiligten Akteure.....	145
Tabelle 14: Rolloutszenario nach dem Messstellenbetriebsgesetzentwurf	158
Tabelle 15: Anreizkompatibilität bei Netzanschluss.....	164
Tabelle 16: Anreizkompatibilität bei der Abschaltung von Erzeugungsanlagen.....	166
Tabelle 17: Anreizkompatibilität bei der Direktvermarktung.....	169

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Deutsch: Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ATG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung - BioSt-NachV)
BKartA	Bundeskartellamt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
dena	Deutsche Energie Agentur
DK	Durchschnittskosten
DR	Demand Response (Deutsch: Lastmanagement)
DSM	Demand Side Management (Deutsch: Steuerung der Stromnachfrage)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EES	Elektrische Energiespeicher
EEX	European Energy Exchange (Deutsch: Börse für Energieprodukte)
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange (Deutsch: Börse für kurzfristigen Stromhandel)
EU	Europäische Union
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GWel	Gigawatt elektrisch
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMsys	intelligentes Messsystem

XIII

IPCC	Intergovernmental Panel of Climate Change (Deutsch: Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen der Vereinten Nationen)
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK-G	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
kWp	Kilowatt Peak (Leistungsangabe bei PV-Anlagen)
NNE	Netznutzungsentgelte
MMA	Messung, Messstellenbetrieb, Abrechnung
moMe	moderne Messeinrichtung
MS	Mittelspannung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
ONEP	Offshore Netzentwicklungsplan
POG	Preisobergrenze
PV	Photovoltaik
RL	Richtlinie
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Deutsch: Kennzahl zur durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungsdauer)
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)
SLP	Standardlastprofil
SMGw	Smart Meter Gateway (Deutsch: Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems)
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
TSO	Transmission System Operator (Deutsch: Übertragungsnetzbetreiber)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WSK	Wertschöpfungskette

Verzeichnis über verwendete Symbole und Variablen

Formel subadditive Kostenfunktion

K	Kosten
x^m	Einzelanbieter
$x^i \dots x^n$	beliebige Anzahl Anbieter $i = 1$ bis $n = \infty$

Regulierungsformel für die Erlösobergrenze

dnbk	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
EF	Erweiterungsfaktor
EOG	Erlösobergrenze
KA	Kostenanteil
KKA	Kapitalkostenaufschlag
PF	Produktivitätsfaktor
Q	Qualitätselement
S	Saldo Regulierungskonto
V	Verteilungsfaktor
vnbk	vorrübergehend nicht beeinflussbare Kosten
VPI	Verbraucherpreisindex

Formel zur zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Verbrauch

E_x	Erzeugung
L_y	Last (entspricht der eingespeisten Energie)
E_{in}^{WindPV}	Erzeugung Wind
E_{in}^{PV}	Erzeugung PV

Formeln Netzentgeltkalkulation

BM_{NE}	Briefmarke Netzebene
K_{NE}	Kosten Netzebene
kW	Kilowatt
P_{NE}	Preis Netzebene
P_i^{max}	Leistung
T_i	Benutzungsdauer in h/a
W_i	Arbeit
max	Index für Höchst
g_i	Gleichzeitigkeitsgrad
NNE_i	Netznutzungsentgelt
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis

1 Überblick über Aufbau und Argumentationsfolge

Das folgende Kapitel dient dazu, den thematischen Hintergrund zu beleuchten und in die Problemstellung der vorliegenden Dissertation einzuführen; anschließend werden die Ziele und die Struktur der Arbeit vorgestellt.

1.1 Hintergrund und Problemstellung

Energiepolitische Entscheidungen konstituieren in Deutschland den Kern der „Energiewende“.¹ Der politisch unterstützte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien begann bereits 1990 mit dem „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz.“² Dieses wurde 2000 von dem „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) abgelöst.³ Die erlassenen gesetzlichen Vorschriften haben den politischen Willen zum Ausbau Ausdruck verliehen. Der darin enthaltene Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien hat die Markteinführung dieser Erzeugungstechnologien gefördert. Der durch die Gesetze eingeleitete Systemwechsel der Energieversorgung wurde durch das Energiekonzept 2010 und ein 10-Punkte-Sofortprogramm der deutschen Bundesregierung weiterentwickelt. Das Sofortprogramm sieht für die Stromnetze u.a. die Etablierung einer deutschlandweiten Netzausbauplanung im Netzentwicklungsplan, die Schaffung einer Netzplattform zum Dialog beteiligter Akteure und den Start einer Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“ vor, um die Kommunikation des Netzausbaus zu verbessern.⁴ Als Folge des Kernreaktorunglücks in Fukushima/Japan im März 2011 wurde die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiemix neu bewertet. Diese Bewertung wurde von zwei von der Bundesregierung eingesetzten Kommissionen vorgenommen – der Reaktorsicherheitskommission und der Ethikkommission. Die Reaktorsicher-

¹ Der Begriff der Energiewende wurde erstmals 1920 in Deutschland von *Micksch K.* in „Energie und Wärme ohne Kohle“ verwendet. Darin befasste er sich mit dem Wechsel in der Energieversorgung vom Energieträger Kohle zur Kernenergie mit dem Energieträger Uran. Im Jahr 1980 wurde der Begriff von *Bossel H. et al.* in der Studie unter dem Titel „Energie-Wende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran“ verwendet.

² Vertiefend zur Entstehung des Gesetzes in *Berchem, A.*, Das unterschätzte Gesetz, 2006.

³ Das Gesetz regelt neben der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen die bestandssichere Einspeisevergütung für die Erzeuger.

⁴ Vgl. *Bundesregierung* Energiewende, 2012, S. 3ff.

heitskommission beschäftigte sich mit der technischen Sicherheit der Kernenergie. Zusätzlich wurden gesellschaftliche und soziale Fragen zur zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung durch die Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“ diskutiert.¹ Das Ergebnis war der am 6. Juni 2011 beschlossene und bis 2022 schrittweise zu realisierende Ausstieg aus der Stromproduktion durch Kernenergie.² Die langfristigen Entwicklungslinien der Energiewende in Deutschland sind:

- gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022,
- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch,
- Gesamtstrategie 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und mit Ausbauzielen der erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung in der Stromerzeugung.³

Diese Ziele verändern aufgrund ihrer Reichweite die Rahmenbedingungen in der deutschen Energiewirtschaft und verursachen Handlungsbedarf bei den Marktakteuren. Insbesondere im System der Stromversorgung erfordert die veränderte Erzeugungsstruktur erhöhte Investitionen in die Erzeugungs- und Netzinfrastuktur sowie Abstimmungen im Marktdesign. Im Gesamtsystem der Stromversorgung ergeben sich neue Herausforderungen für die netzbasierte Stromlogistik, um die Angebots- und Nachfragefluktuationen regional und lokal zu balancieren.⁴ Unterschiedliche Regulierungsmaßnahmen in Form gesetzlicher Regelungen, wie z. B. das EEG oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), wirken auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette (WSK) der Stromversorgung. Sie und die aus ihnen hervorgehenden Anreize haben zentralen Einfluss auf die Anpassungsgeschwindigkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsseite in den Stromnetzen. Ein Beispiel ist die steigende Erzeugungskapazität, die für die Übertragungs- und insbesondere die Verteilnetze eine wachsende Herausforderung bedeutet. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite

¹ Vgl. *Bundesregierung* Reaktorsicherheit, 2011, S. 1.

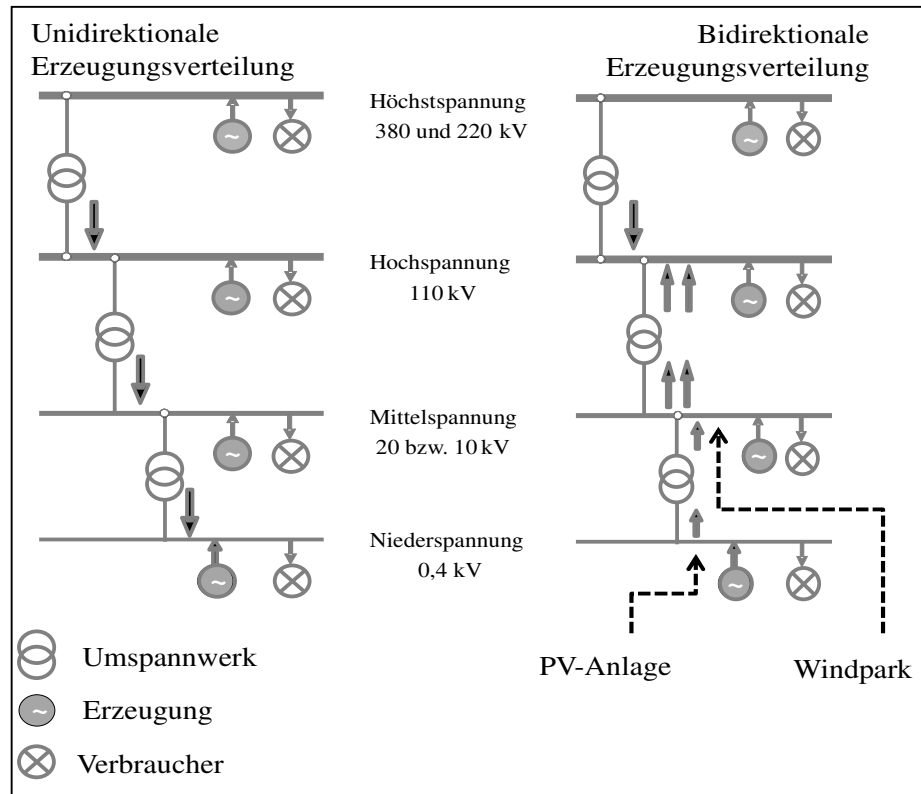
² Vgl. *Ethikkommission Sichere Energieversorgung* Energiewende, 2011, S. 1.

³ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Energiekonzept, 2011, S. 1.

⁴ Vgl. *Hufendiek, K./Wiechmann, H.*, Smart Market, 2013, S. 8.

wird Strom auf allen Netzebenen produziert und eingespeist. Dadurch häufen sich die Einspeisungsschwankungen und es entsteht zeitweise Lastflussumkehr.¹ Die unidirektionale Erzeugungsverteilung entwickelt sich zu einer bidirektionalen Erzeugungsverteilung auf allen Spannungsebenen der Stromnetze (vgl. Abb. 1).

Abbildung 1: Uni- und bidirektionale Erzeugungsverteilung



Quelle: eigene Darstellung

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) verrichten zunehmend Systemdienstleistungen, um die durch volatile Erzeugung hervorgerufenen Spannungsschwankungen auszugleichen. Gleichwohl sind Verbraucher bisher nur zum Teil aktive Marktteure im Versorgungssystem. Sie konsumieren den Strom, aber eine bedeutende Rolle z. B. bei der Lastverlagerung haben sie nicht oder nur in unzureichendem Maße. Folglich ist ein Adaptionsbedarf der Verteilnetze an die sich verändernde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur festzustellen. Mit dem Umbau der vorhandenen Versorgungsstruktur müssen Investitionen

¹ Diese Lastflussumkehr entsteht durch Rückspeisung von Strom aus nachgelagerten, niedrigeren Spannungsebenen. Ursache ist eine über der örtlichen Stromnachfrage liegende Einspeiseleistung aus erneuerbarer Stromerzeugung; vgl. *Deutsche Energie-Agentur* Verteilnetzstudie, 2012, S. 29.

in das Stromnetz für Netzbetreiber weiterhin finanziell attraktiv bleiben. Dies betrifft insbesondere Fragestellungen zur Einführung neuer Technologien, z. B. intelligenter Messsysteme und Zähler, oder den Einsatz intelligenter Informationstechnik sowie Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik.¹

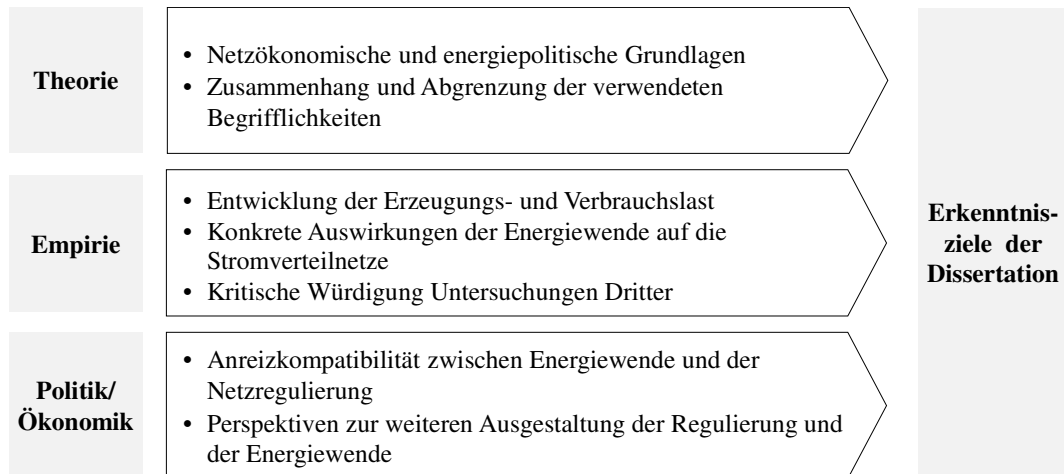
Die notwendige Analyse beinhaltet eine Betrachtung der Regulierungselemente entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Wechselwirkungen in der Energiewende sollen herausgearbeitet werden, um Abstimmungsbedarf zu erkennen. Die Diskussion einer ursachengerechten Lösung ist auf einem regulatorischen Gesamtüberblick der Stromversorgung aufgebaut, um eine Synchronisation von Erzeugungs- und Netzausbau sowie einheitliche Anreize in abgestimmten Marktregeln zu ermöglichen. Entscheidend für den Erfolg der Regulierung und ihre Weiterentwicklung ist, dass eine Anreizkompatibilität zwischen den Marktakteuren in der Energieversorgung hergestellt wird.

1.2 Ziel und Struktur der Arbeit

Das grundlegende Erkenntnisziel der Untersuchung sind qualitativ hergeleitete und objektivierte Ausarbeitungen zum konzeptionellen Modell der Anreizkompatibilität.

In Abbildung 2 sind die Zielelemente Theorie, Empirie und Politik schematisch dargestellt und in den nachfolgenden Abschnitten in Bezug auf die Erkenntnisziele der Dissertation erläutert. In ihrem Grundaufbau folgt die Arbeit diesem Konzept, trennt aber einzelne Untersuchungsgegenstände voneinander ab.

¹ Vgl. *Bundesnetzagentur*, Smart Grid, 2011, S. 11ff.

Abbildung 2: Zielebenen der Arbeit

Quelle: eigene Darstellung

Das theoretische Grundgerüst der Arbeit schafft eine konsistente Betrachtungsgrundlage und baut ein ausgeprägtes Begriffsverständnis für die stromwirtschaftlichen Grundlagen und die Energiewende auf; anschließend werden die einzelnen Aspekte miteinander in Beziehung gesetzt. Ziel ist es, die Funktionskette der Energiewende mit den Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber zu beschreiben. Die Forschungsfragen lauten:

1. Wie sind die netzökonomischen und die energiepolitischen Grundlagen zu verstehen und gegeneinander abzugrenzen?
2. Wie kann eine begriffliche Einordnung der Energiewende im Stromsektor aussehen?

Die empirische Zielebene beinhaltet eine energiedatenbasierte Untersuchung zur Erzeugungs- und Verbrauchslastentwicklung. Darauf aufbauend erfolgt eine vergleichende Betrachtung der konkreten Auswirkungen auf die Stromverteilnetze. Sie betrifft insbesondere Veränderungen im Stromverbrauch und der Erzeugung, die Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die Integration von Stromspeichern und die Aufgabenentwicklung für Verteilnetzbetreiber. Eine Auswertung bisheriger Studien zu Maßnahmen der Integration von Erneuerbaren Energien (EE) in das Stromnetz und eine kritische Würdigung dieser Ergebnisse schließt sich an. Die Forschungsfragen lauten:

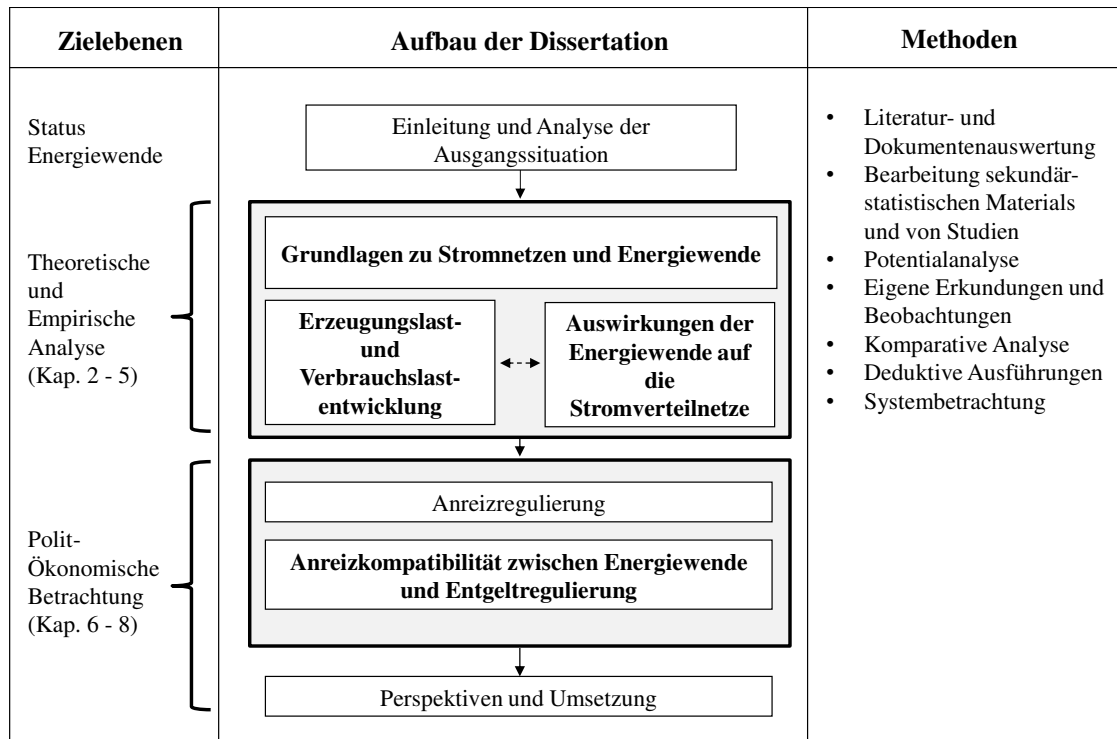
3. Wie wirken sich die EE auf die Strommengen und die Erzeugungslast aus?
4. Wie entwickelt sich die Verbrauchslast?
5. Wie sehen die konkreten Auswirkungen für Stromverteilnetze aus?

Im Mittelpunkt der polit-ökonomischen Zielebene steht die Beschreibung der Anreizkompatibilität zwischen Energiewende und Entgeltregulierung. Diese allgemeine Formulierung richtet sich sowohl an generelle Aspekte als auch an konkrete Sachverhalte aus dem rechtlichen Regulierungsrahmen. Die im regulatorischen Prozess beteiligten Akteure sind in die Untersuchung eingebunden. Inhalt ist ein Überblick über den Regulierungsrahmen der Stromwertschöpfungskette mit dem Fokus auf die Netze. Die Forschungsfragen lauten:

6. Wie kann ein grundlegendes Begriffsverständnis der Anreizkompatibilität aussehen?
7. Welche Erkenntnisse ergeben sich aus einer Zielgegenüberstellung der Akteure?
8. Welche abstrakten und konkreten Sachfragen gibt es zur Anreizkompatibilität entlang der Wertschöpfungskette?
9. Wie sehen Perspektiven für die zukünftige Entwicklung der Regulierung im Allgemeinen und der Anreizkompatibilität im Speziellen aus?

Den Abschluss der Arbeit bilden das Fazit und die Betrachtung der Perspektiven der untersuchten Aspekte der Arbeit. Die nachfolgende Abbildung 3 gibt einen modularen Überblick über den konkreten Aufbau der Dissertation und die verwendeten Methoden. Diese finden sich in verschiedenen Ausprägungen in den einzelnen Kapiteln. Die Methodenaufzählung ist für die gesamte Arbeit vollumfassend.

Abbildung 3: Struktur der Arbeit



Quelle: eigene Darstellung

2 Netzökonomische Grundlagen

2.1 Stromnetze in Deutschland

Die ersten Stromleitungen in Deutschland wurden bereits Ende des 19. Jh. verlegt.¹ Als Konsequenz daraus ist das deutsche Stromnetz in seinem Aufbau durch den Verlauf der Geschichte geprägt. Regionale Investitionszyklen und der jeweilige technische Entwicklungsstand beeinflussten es ebenso wie politische Rahmenbedingungen beispielsweise während der deutschen Teilung.

2.1.1 Aufbau, Anordnung und Stromnetzbetrieb

Der Begriff Stromnetz fasst die miteinander verbundenen Leitungen und Anlagenteile unterschiedlicher Spannungsebenen zusammen. Im EEG wird der Begriff Netz als „... die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“ definiert.² Die Netzbetreiber unterhalten ein Stromnetz mit den Spannungsebenen Höchstspannung (380 kV bis 220 kV), Hochspannung (110 kV), Mittelspannung (30 kV bis 10 kV) und Niederspannung (0,4 kV). Zwischen diesen Spannungsebenen befinden sich die Umspannwerke mit den Netz- und Verteiltransformatoren. Insgesamt ergeben sich für die Netzbetreiber sieben zu bewirtschaftende Ebenen.³ Das EEG subsumiert die Netzbetreiber als „... Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, unabhängig von der Spannungsebene“.⁴

Kennzeichnend für Stromnetze ist ihre schematisch gleiche Anordnung in Form von Kabel- oder Freileitungen in einem Strahlen-, Strang-, Ring- oder mehrfach gespeisten Maschennetz.⁵ Durch geografische Besonderheiten, historische Entwicklungen (externe Gegebenheiten) und verwendete Materialien (Unternehmensentscheidungen) führt die Systemumwelt in einem bestimmten Netzgebiet zu einer Individualität des jeweiligen Stromnetzes.

¹ Vgl. *Neidhöfer, G.*, Normfrequenz, 2008, S. 1f.

² S. § 5 Nr. 26 EEG 2014.

³ Vgl. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit et al.*, Stromnetz, 2015, S. 1.

⁴ S. § 5 Nr. 27 EEG 2014.

⁵ Vgl. *Crastan, V.*, Energieversorgung 1, 2011, S. 365-368.

Unabhängig von den Besonderheiten der Versorgungsumgebung und der Spannungsebene ist die Struktur des Netzes fortwährend so zu gestalten, dass die Versorgung durch einen lokal begrenzten Ausfall nicht unterbrochen wird bzw. gegebenenfalls in einer gesellschaftlich akzeptierten Zeitspanne wiederhergestellt wird. Hierbei ist zwischen den einzelnen Spannungsebenen und ihrer Wichtigkeit für nachgelagerte Spannungsebenen zu unterscheiden. Auf der Höchst- und Hochspannungsebene darf es erst ab einem gleichzeitigen zweiten Betriebsmittelausfall zu Versorgungsunterbrechungen kommen. Ein einfacher Ausfall muss dagegen beherrschbar sein. Diese weltweit allgemeingültige Sicherheitsausrichtung wird als $(n-1)$ -Ausfallkriterium definiert.¹ Es findet primär auf den höheren Spannungsebenen Anwendung, während eine solche Sicherheitsausrichtung im Mittel- und Niederspannungsbereich, und hier vorwiegend in Strahlennetzen, nicht überall gewährleistet wird.

Der Stromnetzbetrieb beruhte in der Vergangenheit auf dem Fakt, dass die Erzeugung von elektrischer Energie dem Verbrauch folgt (Lastfolgebetrieb).² Grundlage dafür sind die Netzplanung und die langjährige Nutzungsdauer der Betriebsmittel.³ Ziel ist eine beständige und effiziente Stromversorgung aller Kunden unter Gewährleistung der Systemstabilität, wofür ein bedarfsgerechtes Netz zu dimensionieren ist.⁴ An dieser Stelle sei hervorgehoben, dass die Verbraucher zu unterschiedlichen Zeiten eine bestimmte Leistung abfordern. Aufgabe der Versorgungsunternehmen und Netzbetreiber ist es, dieser Nachfrage zu jeder Zeit durch Wahrung der Spannungs- und Frequenzqualität nachzukommen. Da elektrische Netze keinen Strom speichern können, besteht die Grundlage der Netzführung darin, dass der Verbrauch und die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen müssen (Gleichzeitigkeitsbedingung).⁵

Die Einhaltung dieser Bedingung hat auch im aktuellen Umfeld der Energieversorgung Bestand – gleichwohl es in den einzelnen Netzgebieten im Erzeugungs- und Abnahmeverhalten z. B. durch dezentrale Erzeugung für den Eigenverbrauch oder durch steuer-

¹ Vgl. Heuck K., Energieversorgung, 2007, S. 78.

² Unter dem Begriff der Last wird in Anspruch genommene Leistung verstanden.

³ Vgl. Schnabel, S., Netzplanung, 2013, S. 53.

⁴ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., Planung, 2015, S. 4.

⁵ Vgl. Schwab A., Elektroenergiesysteme, 2009, S. 698-701.

bare Lasten grundlegende Veränderungen gibt.¹ Hinzu kommen Themen wie der Einsatz von Speichern.² In der Folge ändern sich die Erzeuger-Verbraucher-Charakteristiken und wirken sich auf die Netzauslegung aus.³

2.1.2 Einflussgrößen auf die Netzauslegung

Um in einem Netzgebiet die Einflussgrößen auf die Netzauslegung zu erfassen, sind die relevanten Energieflüsse und deren abgeleitetes Lastmaximum über die technische Nutzungsdauer der Betriebsmittel zu prognostizieren. Die Einspeisungen aus der vorgelagerten Netzebene, die Transitmöglichkeiten in angrenzende Netzgebiete sowie der Stromspeichereinsatz sind außerdem zu berücksichtigen.⁴ Abbildung 6 gibt einen illustrativen Überblick über die allgemeinen Komponenten des Stromnetzes:

- Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene,
- Verbrauch,
- Erzeugung,
- Speicher sowie
- Transit- und Reserveleitungen zu angrenzenden Netzgebieten.

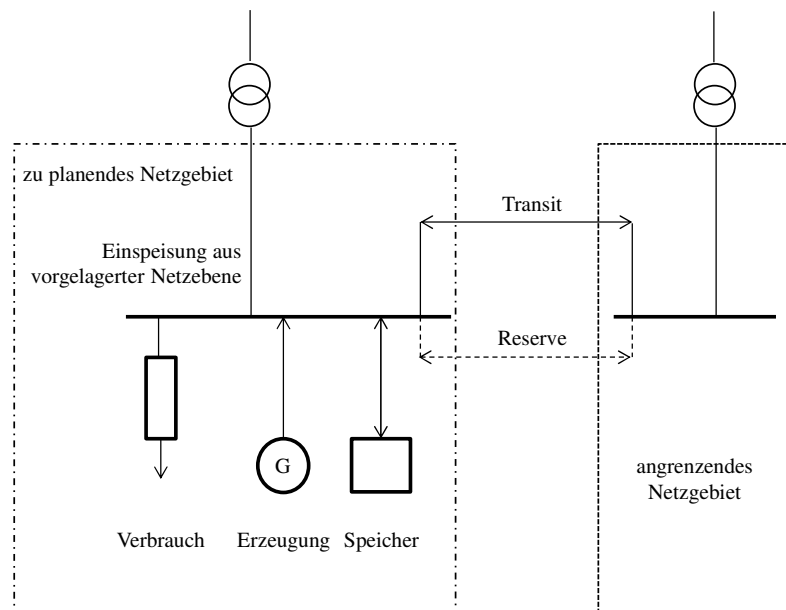
Die aufgetragenen Pfeile zeigen dabei die Energieflussmöglichkeiten. Folglich steht ein Doppelpfeil für die Möglichkeit eines beidseitigen Energieflusses.

¹ Eigenverbrauch oder auch Eigenstromverbrauch ist die Produktion und der Konsum von Elektrizität durch den Endverbraucher. Diese Verbrauchsstrategie reduziert den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Aussagen über die Entwicklung des Eigenverbrauchs sind nur unter Vorbehalt zu treffen.

² Vgl. *Forschungsradar Energiewende (Hrsg.)*, Stromspeicher, 2015, S. 7-9.

³ Vgl. Moser A., Verteilnetzbetreiber, 2013, S. 23ff.

⁴ Vgl. Stenzel, P. et al., Energiespeicher, 2014, S. 3.

Abbildung 4: Allgemeine Komponenten im Stromnetz

Quelle: eigene Darstellung

Der Charakteristik der Energieflüsse folgend, unterliegen die allgemeinen Komponenten im Stromnetz verschiedenen Einflussgrößen. Sie basieren auf der Einteilung in Einspeisung, Verbrauch und Speicherfähigkeit. Einzelne Subkategorien können in der Auflösung je nach Spannungsebene variieren. Der hier gewählte Anknüpfungspunkt sind die unterschiedlichen Energieträger. Eine nach technologischen Gesichtspunkten gewählte Auflösung der Einflussgrößen ist ebenso möglich, wird aber an dieser Stelle aufgrund des wirtschaftswissenschaftlichen Schwerpunkts der Arbeit nicht vorgenommen.

2.1.3 Charakteristisches Verhalten der Einspeisung, Verbrauch und Speicher

Die nachfolgende Abschnitte beinhalten eine Beschreibung des charakteristischen Verhaltens der Einspeisung, des Verbrauchs und von Speichern. Es wird anhand der drei voneinander unabhängigen Eigenschaften Wetter- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit, Prozessspezifität und die Beeinflussung durch das Marktumfeld qualitativ eingeschätzt. Die Prozessspezifität zielt auf die Komplexität des Erzeugungsprozesses und der Anlagensteuerung ab. Die Beeinflussung durch das Marktumfeld schließt die Bedeutung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz der Erzeugungsart ein. Die Skala besteht aus einer positiven (Plus) und negativen

(Minus) Zusammenhangsrichtung. „Positiv“ bedeutet, dass die Einflussgrößen Einspeisung, Verbrauch oder Speicherung¹ befördert werden. Bei „negativ“ ist das Gegenteil der Fall. Die Stärke des Zusammenhangs lässt sich anhand der Zeichenanzahl erkennen. Mehrere Zeichen bedeuten einen starken bzw. weniger Zeichen einen schwachen Zusammenhang. Tabelle 1 listet die Einflussgrößen der Einspeisung in Verteilnetzen auf.

Tabelle 1: Charakteristisches Verhalten der Einspeisung

Nr.	Einflussgröße	Charakteristisches Verhalten zeigt		
		Wetter- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit	Prozessspezifität	Beeinflussung durch Marktumfeld
1	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene	je nach Netzgebiet als Saldo der Einflussgrößen aus Nr. 2 bis 6, insbesondere der lokale Verbrauch und die dezentrale Erzeugung		
2	konventionelle Einspeisung			
2a	• Erdgas	+	+	++
2b	• Kohle	+	++	+
2c	• Erdöl		+	+++
3	dezentrale Einspeisung			
3a	• Kraft-Wärme-Kopplung	+++	+	+++
3b	• Wind	++++	-	-
3c	• Photovoltaik	+++		-
3d	• Biomasse		+	++
4	Reservestellung zu angrenzenden Netzgebieten	nur im Störfall		
5	Transite	nur in der 110-kV-Spannungsebene		

Quelle: eigene Aufstellung

¹ Hierbei handelt es sich um elektrische Energiespeicher (EES). Eine Differenzierung in einzelne Technologien wird an dieser Stelle nicht vorgenommen.

Die ersten drei Einflussgrößen betreffen die direkte Einspeisung in die Netzebene. Die Punkte 4 und 5 spielen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle und kommen nur im Störfall vor. Im Mittelpunkt der Betrachtung steht die Unterscheidung in konventionelle und dezentrale Einspeisung. Die Charakteristik der Einspeisung aus der vorgelagerten Netzebene ergibt sich je nach Netzgebiet aus dem Saldo der Einflussgrößen der konventionellen und dezentralen Einspeisung im Zusammenhang mit dem Verbrauch auf dieser Spannungsebene.

Die konventionelle Einspeisung wurde in die Energieträger Erdgas, Kohle und Erdöl untergliedert. Alle drei Energieträger dienen als fossile Brennstoffe zur Stromgewinnung. Das charakteristische Verhalten des Energieflusses aus diesen Energieträgern unterscheidet sich wenig bei den Eigenschaften Wetter- und Jahreszeitenabhängigkeit und Prozessspezifität. Ursache hierfür ist die eingesetzte Kraftwerkstechnologie. Erdgas und Kohle sind witterungsabhängig. Bei Erdgas bspw. steigt der Gesamtwirkungsgrad mit abnehmender Umgebungstemperatur.¹ Beim Einsatz des Primärenergieträgers Kohle ist mit steigendem Faktor Luftfeuchtigkeit ein abnehmender unterer Heizwert und ein abnehmender Gesamtwirkungsgrad in kohlegefeuerten Kraftwerken verbunden.² Anders verhält es sich bei der Eigenschaft Beeinflussung durch das Marktumfeld. Im derzeitigen Marktumfeld mit der Merit-Order-Preisbildung an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) sind die variablen Erzeugungskosten maßgeblich für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Die Stromerzeugung aus Erdgas- und Erdölverbrennung ist somit stärker vom Marktgeschehen abhängig als Kohle, da deren variable Erzeugungskosten über denen von Kohle liegen. Sie sind folglich öfter vom Marktgeschehen ausgeschlossen und kommen auf weniger Jahresvolllaststunden. Im Ergebnis ist die wirtschaftliche Beeinflussung im derzeitigen Marktumfeld größer.

Die Ursache für die Bezeichnung dezentrale Einspeisung sind die kleinen Leistungseinheiten der Erzeugungsanlagen, ihre größere absolute Zahl sowie die regionale Verteilung der Anlagenstandorte. Die genannten Erzeugungsanlagen erreichen

¹ Vgl. Wasicek, A., 2003, S. 14ff.

² Vgl. Diekmann B. /Rosenthal,E., Energie, S. 459 ff.

i. d. R. nicht die Größe und haben keinen Anlagenstandort, an dem sie direkt in das Übertragungsnetz einspeisen. Alle Einspeiser auf der Spannungsebene ≤ 110 kV gelten üblicherweise als dezentrale Anlagen. Die Anlagengröße im Megawattbereich installierter Leistung ist kein Kriterium für diese Zuordnung. Ein Beispiel ist das Heizkraftwerk Tiefstack in Hamburg, das mit 321 MW_{el} an das Hamburger Verteilnetz angeschlossen ist. Bei entsprechender Netzanbindung könnte diese Kraft-Wärme-Kopplungsanlage auch direkt in das Übertragungsnetz einspeisen.¹ Die dezentrale Einspeisung ist in Kraft-Wärme-Kopplung, Wind, Photovoltaik und Biomasse unterteilt.² So handelt es sich bei Wind, Photovoltaik und Biomasse um erneuerbare Erzeugung.³ Die Kraft-Wärme-Kopplung bildet einen Erzeugungsprozess ab, der sowohl mit erneuerbaren Brennstoffen z. B. in einem Biogas-Blockheizkraftwerk, als auch mit konventionellen Brennstoffen, z. B. mit Erdgas, funktioniert. Es werden Strom und Nutzwärme gekoppelt erzeugt.⁴ In der Folge erhöht sich der Brennstoffnutzungsgrad und reduziert die benötigte Brennstoffmenge. Hierdurch verringern sich die Emissionen der Anlagen.

Die Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengasen ist in der Aufzählung ausgenommen. Die Zuordnung dieser Primärenergieträger zu den EEG-Anlagen ist eine Festlegung des Gesetzgebers aufgrund ihres erneuerbaren Charakters.⁵ Das erscheint für Klärgas in Klärwerken plausibel, da Fäkalien regelmäßig anfallen. Bei Gruben- und Deponiegasen ist dies jedoch nicht der Fall. Die Förderung der vorhandenen Gasmenge ist - analog zu einem Bergwerk oder einem Übertagekohleabbau - begrenzt. Des Weiteren ist die Geothermie als erneuerbare Energie nicht aufgeführt. Dies ist auf eine deutschlandweit gering installierte Leistung von 24 ME_{el} zurückzuführen.⁶

Von den aufgeführten Technologien ist das charakteristische Verhalten der Einspeisung von Strom aus Biomasse als einzige Form unabhängig vom Wetter und den Jahreszeiten. Zurückzuführen ist diese Ungebundenheit auf die Speicherfähigkeit des

¹ Vgl. Vattenfall, Tiefstack, 2015.

² Weitere dezentrale Einspeiserressourcen können Elektromobile und Blockheizkraftwerke sein.

³ Vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energie-Statistik, Zeitreihen, 2014.

⁴ Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Kraft-Wärme-Kopplung, 2015.

⁵ S. §§ 24 - 26 EEG 2014

⁶ Vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik, Zeitreihen, 2014.

Brennstoffs und die Möglichkeit, in der Verstromung einen Lastfolgebetrieb zu realisieren. Das ist ebenso bei der Kraft-Wärme-Kopplung gegeben. Allerdings bestimmt bei dieser Technologie die Betriebsstrategie der Anlage die Marktabhängigkeit. Für den Fall einer wärmegeführten KWK-Anlage entsteht ein größerer Bedarf in der Heizperiode. Der Zusammenhang mit den Jahreszeiten ist somit groß. Für Wind und PV gelten aufgrund der Dargebotsabhängigkeit von Wind und Sonne große Abhängigkeiten vom Wetter- und Jahreszeitenverlauf. Konkret betrifft das beispielsweise die Erzeugungsspitzen aus beiden Technologien. Während bei PV die Erzeugungsspitze von der Bewölkung zwischen 11:00 Uhr und 16:00 Uhr abhängt, ist eine solche zeitliche Eingrenzung für Winderzeugungsspitzen nicht durchführbar. Durch die bessere Vorhersagefähigkeit der solaren Strahlungsenergie im Vergleich zum Windaufkommen ist Wind als stärker wetter- und jahreszeitenabhängig bewertet worden. Im Ergebnis weisen Wind- und PV-Einspeisung die größte Wetter- und Jahreszeitenabhängigkeit unter den hier aufgeführten Erzeugungstechnologien sowohl bei der konventionellen als auch bei der dezentralen Einspeisung auf. Die Komplexität des Erzeugungsprozesses und der Anlagensteuerung ist bei der dezentralen Einspeisung durch Kraft-Wärme-Kopplung oder Biomasse jedoch größer als bei der Wind- und PV-Einspeisung.

In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die Einflussgrößen der drei Verbrauchergruppen Haushalt, Gewerbe und Industrie sowie der Elektrischen Energiespeicher aufgelistet. Grundlage der Darlegung sind die verschiedenen Last- und Nutzungsprofile der Verbraucher und des Speichers im Vergleich zu Erzeugungsanlagen. Bei den Verbrauchergruppen haben Industriekunden i.d.R. einen höheren Stromverbrauch verbunden mit einer anderen Laststruktur als Gewerbe- oder Haushaltskunden. Das charakteristische Verhalten ist anhand der drei Eigenschaften Wetter- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit, Prozessspezifität und Beeinflussung durch das Marktumfeld abgetragen. Für die Verbrauchergruppen ergibt sich ein homogenes Bild für die Wetter- und Jahreszeitenabhängigkeit und die Beeinflussung durch das Marktumfeld. Hier sind die Zusammenhänge in der qualitativen Bewertung positiv. So wird bei stärkerer Dunkelheit und kälteren Temperaturen sowie geringeren Strombezugskosten mehr Strom verbraucht. Hervorzuheben ist die Prozessspezifität der Industrieverbraucher. Sie haben oftmals eine erhöhte Komplexität in ihrem Lastverhalten, welches an die

verschiedenen Produktions- oder Fertigungsprozesse der jeweiligen Branche und Anwendung angelehnt ist. Aus dieser erhöhten Prozessspezifität resultiert i.d.R. ein erhöhter Verbrauch. Der Einsatz und die Anschaffung von EES ist derzeit stark vom Marktumfeld abhängig. In diesem Zusammenhang stehen die Kosten für die Speicheranschaffung und die Belastung mit Umlagen. Tabelle 2 fasst diese Ausführungen zusammen.¹

Tabelle 2: Charakteristisches Verhalten der Einflussgrößen Verbrauch und Speicher

Nr.	Einflussgröße	Charakteristisches Verhalten zeigt		
		Wetter- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit	Prozessspezifität	Beeinflussung durch Marktumfeld
6	Verbrauchergruppen			
6a	• Industrie	+++	+++	+
6b	• Gewerbe	+++		+
6c	• Haushalt	+++		+
7	Elektrischer Energiespeicher	+	+	+++

Quelle: eigene Aufstellung

Im Ergebnis zeigt sich ein für die Netzauslegung komplexer Kontext der Einflussgrößen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Entwicklungen auf der gesamten Wertschöpfungskette zu beobachten und die Netzauslegung anzupassen. Die Eigenschaften Wetter- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit und Prozessspezifität der einzelnen Einflussgröße sind konstant. Die Beeinflussung durch das Marktumfeld und somit die Häufigkeit der Anwendung der Technologie bzw. das Abnahmeverhalten sind durch gesetzliche Anpassungen veränderbar. Ein für den Netzbetreiber und die Netzauslegung anzustrebender Zustand ist ein auf Ausgleich angelegter energiewirtschaftlicher Rahmen. Entscheidungen zur Netzauslegung beeinflussen maßgeblich die Investitionen der Netzbetreiber, die diese vor dem Hintergrund ökonomischer Eigenschaften des Stromnetzes treffen.

¹ Vgl. *Gerhard S. et al., Batteriespeicher, 2014, S. 1.*

2.2 Ökonomische Eigenschaften von Stromnetzen

2.2.1 Einordnung der Verteilnetze in die Wertschöpfung der Stromversorgung

Die Wertschöpfungskette der Stromversorgung beinhaltet Stoff- und Energieumwandlungen und unterteilt sich aus ökonomischer Sicht in die drei Bereiche Up-, Mid- und Downstream.¹ Der Bereich Upstream umfasst die Rohstoffförderung und die Erzeugung von Elektrizität. Die Stromerzeugung geschieht grundsätzlich mit Hilfe fossiler oder erneuerbarer Energieträger. Die Midstream-Stufe bildet sich aus dem Handel, der Übertragung und der Verteilung von Elektrizität über die Stromnetze. Der Handel von Elektrizität kann sich sowohl mittels individuell ausgehandelter Verträge im Over-the-Counter (OTC)-Handel als auch durch standardisierte Vertragsprodukte an der Börse vollziehen.² Der Transport erfolgt anschließend netzgebunden über verschiedene Spannungsebenen. Die stromwirtschaftliche Funktion für VNB ist die Elektrizitätsverteilung.³ Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Übertragung der Elektrizität über weite Entfernungen zuständig und übernehmen Aufgaben zur Gewährleistung der Systemstabilität.⁴ Der Downstream-Bereich besteht aus dem Vertrieb, der den tatsächlichen Kundenkontakt herstellt und die gesamte Abrechnung der Energiedienstleistungen organisiert. Insbesondere in diesem Teilmarkt herrscht Verbraucherkontakt, welcher sowohl in- und ausländische Industrie- und Haushaltskunden als auch andere Energieversorger umfasst.⁵ In Bezug auf das Stromnetz wird die Wertschöpfungskette des Netzes durch folgende Komponenten charakterisiert: Netzgestaltung und -entwicklung, Netzzugang, Netzbetrieb, Messdatenerfassung, Energiedatenmanagement sowie Netza abrechnung inkl. EEG-Lastenausgleich. Ebenso können weitere Dienstleistungen für Beleuchtung, Verkehrstechnik und Datenbereitstellung hinzukommen. Da die einzelnen Stufen der Wertschöpfung eine Vielzahl an Handlungsfeldern und Tätigkeiten beinhalten, ist die Wertschöpfungskette als Trans-

¹ Vgl. Lucas, K., Thermodynamik, 2008, S. 11-13.

² Vgl. Monopolkommission, Wettbewerbsentwicklung, 2011, S. 60-62.

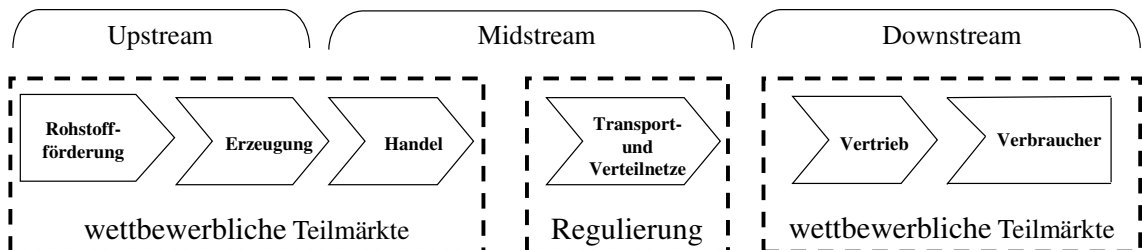
³ Weitere betriebliche Tätigkeiten des VNB wie z. B. Asset-Management sind in dieser grundsätzlichen Betrachtung ausgeblendet. In Deutschland existieren 880 Verteilnetzbetreiber (Stand 27.08.2015); vgl. Bundesnetzagentur Stromnetzbetreiber, 2015.

⁴ In Deutschland existieren 4 Übertragungsnetzbetreiber (Stand 27.08.2015); vgl. Bundesnetzagentur Stromnetzbetreiber, 2015.

⁵ Vgl. Crastan, V., Energieversorgung 2, 2012, S. 70-71.

aktionsprozess anzusehen.¹ Im Hinblick auf die Regulierung der Wertschöpfungsstufen von Strom sind lediglich die natürlichen Monopole der Stromnetze reguliert. Die anderen Stufen agieren innerhalb gesetzlicher Rahmenbedingungen in wettbewerblichen Teilmärkten.² Abbildung 5 fasst die vorliegenden Ausführungen zusammen.

Abbildung 5: Wertschöpfungskette der Stromversorgung



Quelle: eigene Darstellung

Die einzelnen Marktakteure, die sich aus der Wertschöpfungskette ableiten lassen, stehen in unterschiedlichen Wechselbeziehungen hinsichtlich der Grundfunktionen Erzeugung und Vermarktung auf der einen Seite und Übertragung und Verteilung auf der anderen Seite. Diese getrennte Struktur ist auf die Liberalisierung der Stromerzeugung mit ihrem Ursprung in der EU-Binnenmarktrichtlinie RL 96/92/EG von 1996 zurückzuführen und hat sich mittlerweile etabliert. Das Ziel der Richtlinie war die Entflechtung der Wertschöpfungskette, um einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen.³ Aufgrund dessen wurde in der Reform des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 1998 in Deutschland das Gebietsmonopol aufgehoben und darauf aufbauend mit der EnWG-Reform 2005 der diskriminierungsfreie Netzzugang gesetzlich eingeführt.⁴ Zur Beschreibung der genannten Wechselbeziehungen eignet sich eine Unterscheidung nach technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Aus technischer Sicht ist der tatsächliche Energiefluss entscheidend. Er stellt die Schnittstelle zu der rechtlichen Fragestellung des Energiebesitzes dar. Die Abgrenzung zwischen Energiebesitz und Energieeigentum ist notwendig für die wirtschaftliche Sicht der

¹ Vgl. Büdenbender, M., Entflechtung, 2010, S. 2ff.

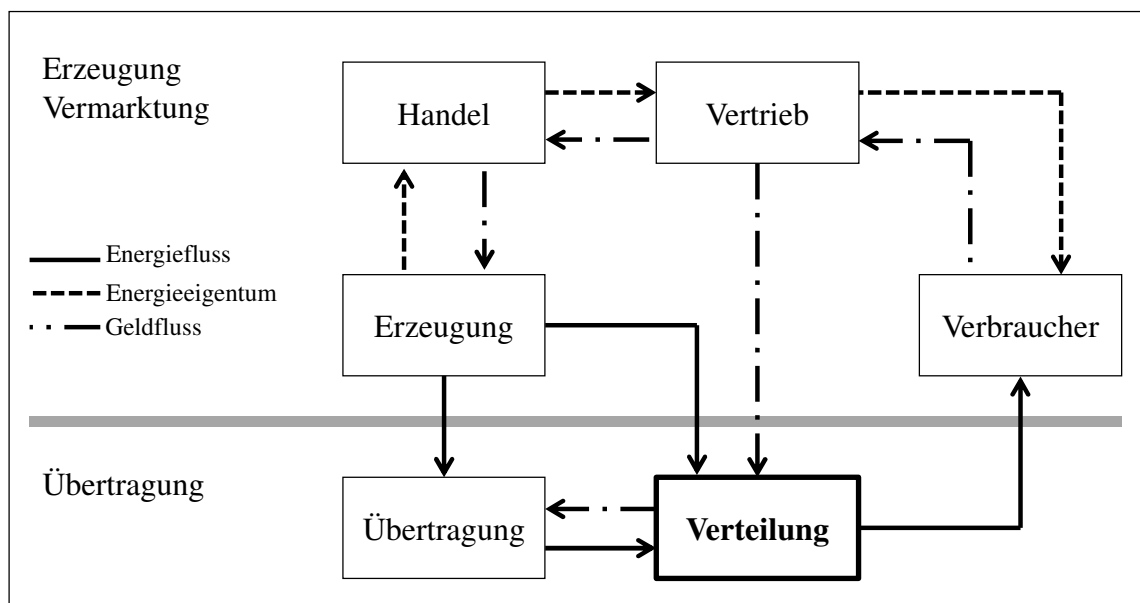
² Vgl. Haucap, J., Entflechtung, 2008, S. 28.

³ S. §§ 13-21 EU-Binnenmarktrichtlinie RL 96/92/EG.

⁴ Vgl. Eickhof, N et al., Energierechtsreform, 2006, S. 4-5.

Leistungsverrechnungen und die daraus resultierenden Geldflüsse zwischen den Akteuren. Im Ergebnis führt dies zu der Unterscheidung zwischen der physikalischen und bilanziellen Sichtweise. Im konkreten Fall ist der VNB für die Periode der Verteilung Besitzer, aber nicht Eigentümer der elektrischen Energie. Er übernimmt sie direkt vom Erzeuger (Erzeugung) oder aus der vorgelagerten Netzebene vom ÜNB (Übertragung) und transportiert sie zum Endverbraucher. Die finanzielle Kompensation für diese Tätigkeit wird vom Vertrieb an den VNB abgeführt. Der Vertrieb greift hierbei auf die vom VNB ausgewiesenen Netzentgelte zurück. Das folgende Schaubild 6 fasst diese Ausführungen zusammen.

Abbildung 6: Stromwirtschaftliche Grundfunktionen



Quelle: Schufft, W., Energietechnik, 2007, S. 475.

2.2.2 Gesamtwirtschaftliche Einordnung

In einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsebene liegt die gesamte Volkswirtschaft als Analyseobjekt zugrunde. Für eine gesamtwirtschaftliche Einordnung sind insbesondere die Faktoren

- gesamtwirtschaftlicher Kosten und Nutzen
- Investitionen
- Auswirkungen auf Beschäftigung

- Wachstum und
- Externe Effekte zu berücksichtigen.¹

Im Folgenden wird die gesamtwirtschaftliche Einordnung der Stromnetze mit dem Schwerpunkt gesamtwirtschaftlicher Kosten und Nutzen beschrieben. Die Beschreibung des Themenbereiches Investition erfolgt später im Text. Die Auswirkungen auf Beschäftigung, Wachstum und externe Effekte werden aufgrund des Schwerpunktes der Arbeit ausgeklammert. Die dafür benötigten gesamtwirtschaftlichen Modelle sind nicht Teil dieser Arbeit.

In einer volkswirtschaftlichen Sektoreneinordnung gehören die Stromnetze aufgrund ihrer Technik zum Sekundärsektor und sind horizontal mit der Ver- und Entsorgungswirtschaft verknüpft. In dem fortentwickelten Stadium der deutschen Volkswirtschaft bilden sie zudem die Grundlage zahlreicher Dienstleistungen im Tertiärsektor. Für die gesamtwirtschaftliche Kostendarstellung werden nachfolgend die Kosteneigenschaft des Gutes Stromnetz als natürliches Monopol beschrieben. Daran schließt sich ein Absatz zum Nutzen der Stromnetze in der volkswirtschaftlichen Produktion an.

Gemeinhin werden Stromnetze als natürliche Monopole bezeichnet. Diese Definition beruht i.d.R. auf der Charakterisierung mittels Kostenkonzepten. Für Stromnetze als homogenes Gut, die einen Einproduktfall darstellen, ergibt sich in dieser Betrachtungsebene eine subadditive Kostenfunktion.⁴ Dabei handelt es sich um eine Marktsituation, in der ein Einzelunternehmen im Vergleich zu mehreren Unternehmen den Markt kostengünstiger bedienen kann.⁵ In dem Fall sind die Gesamtkosten für das Güterangebot dieses einen Unternehmens geringer als die Gesamtkosten miteinander konkurrierender Unternehmen.⁶ Durch eben diesen Kostenvorteil wird das Stromnetz zu einem natürlichen Monopol und in diesem Fall der Stromnetzbetreiber kann aufgrund der fehlenden Konkurrenz einen Marktpreis über den Grenzkosten erzielen.⁷ Mögliche Ursachen für subadditive Kostenverläufe sind Fixkosten-Degression (z. B. technische Unteilbarkei-

¹ Vgl. Lutz C. et. al., Energiemarkt, 2012, S.3ff.

⁴ Eine subadditive Kostenfunktion in einem Einproduktunternehmen ist dann gegeben, wenn gilt: $K(x^m) < K(x^i) + K(x^j) + \dots + K(x^n)$; $K(x^m) = \sum K(x^i)$ bei $i = 1$ bis n .

⁵ Vgl. Engelkamp P. et al., Volkswirtschaftslehre, 2013, S. 115ff.

⁶ Vgl. Cezanne, W., Volkswirtschaftslehre, 2005, S. 63.

⁷ Vgl. Pohl, M., Netzzugang, 2009, S. 12.

ten, Mindestgrößen, Losgrößenvorteile), die Zwei-Drittel-Regel, stochastische Ersparnisse und Lernkurveneffekte.¹ Hinsichtlich einer effizienten Ressourcenallokation ist die Erbringung dieser Leistung von einem Anbieter somit sinnvoll (vgl. Abb. 7).²

Im oberen Preis-Menge Diagramm der Abbildung 7 sind Kostenverläufe eines natürlichen Monopols illustrativ abgebildet. Die Nachfrage ist als lineare Preis-Absatzfunktion eingezeichnet. Sie sagt aus, wie sich die Nachfrage bei Preisänderungen verändert. Weiterhin sind die Kostenverläufe der Durchschnittskosten und der Grenzkosten eingezeichnet. Preise kommen an den Punkten zustande, an denen sich Nachfragefunktion und Kostenkurve schneiden. In diesem Diagramm sind das der effiziente Preis an dem die Grenzkosten die Nachfragefunktion schneidet (Wettbewerbspreis) und der Punkt an dem die Durchschnittskostenkurve die Nachfragefunktion berührt (second-best preis). Die schraffierte Fläche markiert den Bereich der Umverteilung von Konsumenten- zu Produzentenrente würde der Preis der geringsten Durchschnittskosten gewählt. Das Dreieck zwischen effizientem Preis, niedrigsten Durchschnittskosten und dem Schnittpunkt der Grenzkosten und Nachfrage ist der Wohlstandsverlust der Volkswirtschaft.

Kennzeichnend für Monopole im Allgemeinen sind Marktpreise über den Grenzkosten. Die von *Cournot* bestimmte Preisbildung entspricht dem Grenzertrag des Monopolisten. Der aufgrund von Marktmacht und fehlender Konkurrenz monopolistisch optimale Preis ermöglicht es dem Monopolisten, Monopolrenten abzuschöpfen. Die angebotene Menge entspricht folglich nicht der Menge im vollkommenen Wettbewerb und erzeugt einen allgemeinen Wohlfahrtsverlust (Harberger Dreieck) durch geringere Konsumenten- und Produzentenrente.³ Die geringere Produzentenrente wird jedoch durch einen Monopolgewinn aufgefangen. Die volkswirtschaftlichen Effekte zeigen sich in Abweichungen vom optimalen Ressourcen- und Produktionsfaktoreinsatz, auf betriebswirtschaftlicher Ebene sind es fehlende Anreize für Innovationen und Kostensenkungen. Im Ergeb-

¹ Vgl. *Fritsch, M. et al.*, Marktversagen, 2007, S. 187ff.

² Vgl. *Haucap, J.*, Trennung, 2008, S. 8.

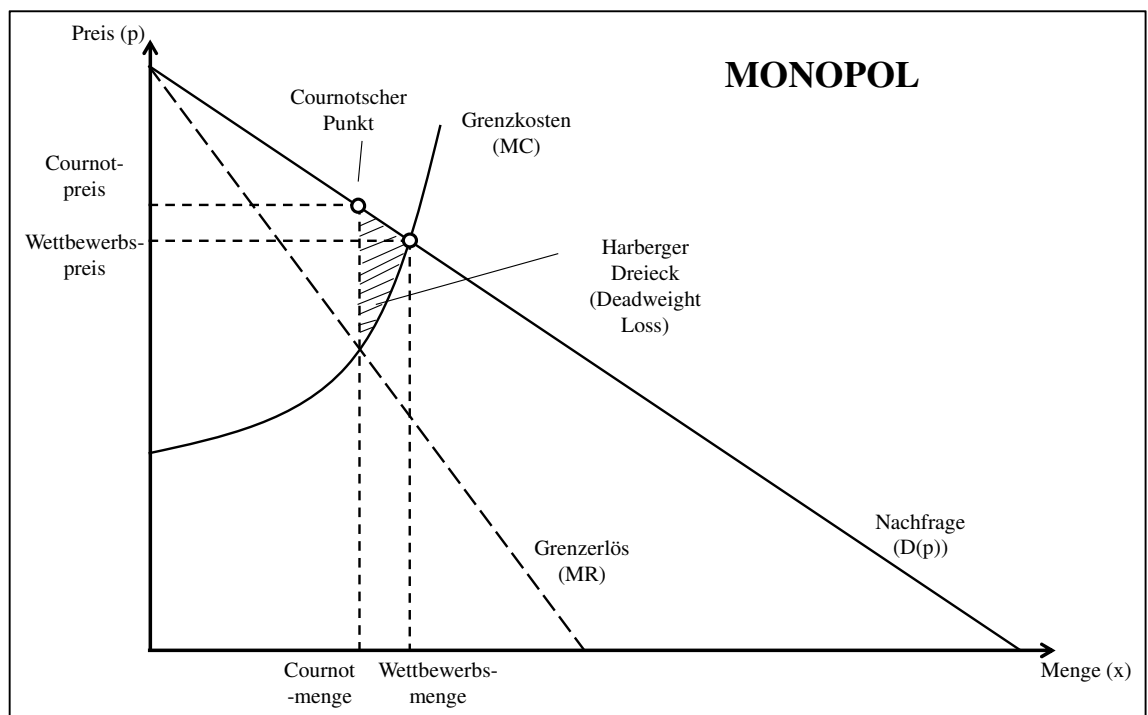
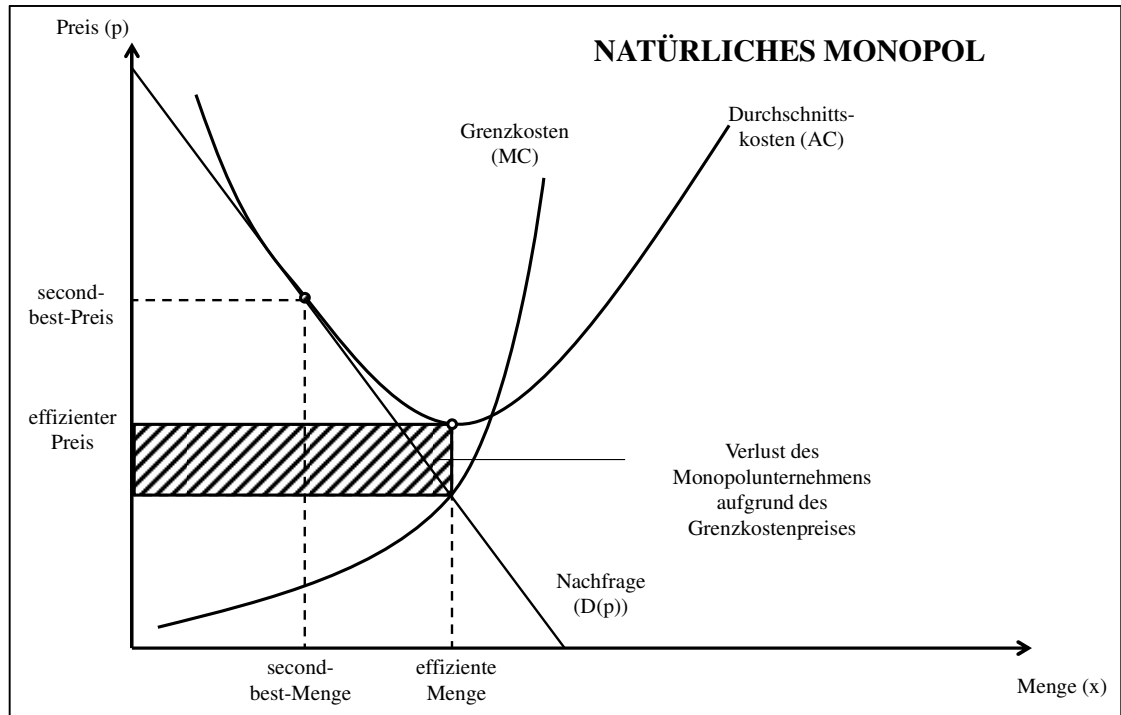
³ Wohlfahrt entspricht der Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente.

nis können – in dieser statischen Betrachtung – alloкатive, produktive und dynamische Ineffizienzen auftreten.¹

Im unteren Preis-Menge Diagramm der Abbildung 7 liegt der Wettbewerbspreis auf der Ordinate am Schnittpunkt der Grenzkostenkurve (MC) und Nachfragefunktion. Hier entsteht das Absatzvolumen aus Wettbewerbspreis und –menge. Aufgrund der Marktmacht kann der Monopolist jedoch einen für ihn gewinnmaximierenden Preis und/oder Menge setzen, ausgehend von der Optimalbedingung dem Schneidepunkt von Grenzerlös (MR) und Grenzkosten. Dieser Punkt wird an der Preis-Absatzfunktion gespiegelt und ergibt den Monopolpreis. Hier entsteht das Absatzvolumen aus Cournotpreis und –menge. Die Umverteilung von Konsumenten- zu Produzentenrente vollzieht sich gemeinsam mit einem Wohlstandsverlust (Harberger Dreieck). Dieser Wohlstandsverlust setzt sich zusammen aus einem höheren Monopolpreis im Vergleich zum Wettbewerbspreis und einer geringeren Monopolmenge im Vergleich zur Wettbewerbsmenge.

¹ Vgl. *Maeding, S.* Anreizregulierung, 2011, S. 32; vgl. *Müller, C. et al.*, Investitionsanreize, 2010, S. 168.

Abbildung 7: Kostenverläufe im natürlichen Monopol und in Monopolen



Quelle: Vgl. Wöhe, G. et al., Betriebswirtschaftslehre, 2013, S. 422f.; Gawel, E. Theorie, 2009, S. 366ff.

Durch den Umstand der Kostenvorteile natürlicher Monopole kommt es zu einer marktbeherrschenden Stellung des Netzbetreibers. Dem Vorteil der gesamtwirtschaftlich kostengünstigen Produktionsmöglichkeit stehen als Nachteil die Marktmacht und die Gefahr des Missbrauchs gegenüber.¹ Allein ein natürliches Monopol erklärt noch nicht ausreichend eine entsprechende Regulierung, sondern ist in einem größeren Zusammenhang einzuordnen. Hierzu gehören eine theoretische Verortung und die Frage nach der Substitutionsmöglichkeit des Gutes. Auf Basis der Theorie der bestreitbaren Märkte von Baumol, Panzar und Willig ist ein (natürliches) Monopol so lange unproblematisch, als potenzielle Konkurrenten überzeugend einen Markteintritt ankündigen können.² Dieser Logik folgend diszipliniert die Bestreitbarkeit den Monopolisten und erzeugt wohlfahrtsoptimale Grenzkosten. Durch die Netzgebundenheit von elektrischer Energie und die darauf begründete fehlende Substitutionsmöglichkeit der Verbraucher findet eine derartige Argumentation bezogen auf das technische Asset Stromnetz keine praktische Anwendung. Durch das Instrument der Konzession als zeitlich befristetes Nutzungsrecht öffentlicher Weeginfrastruktur findet diese Bestreitbarkeit auf wirtschaftlicher Ebene statt.³ Das Stromnetz ist ein zentraler Faktor für die Systemwirtschaftlichkeit der Energieversorgung, da Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen nur mit Hilfe des Netzes möglich ist (Bottleneck).⁴ Aufgrund dieser Stellung in der Wertschöpfungskette investieren VNB in den Netzanschluss von Erzeugern und Verbrauchern. Der diskriminierungsfreie Netzzugang erlaubt den Marktteilnehmern die aktive Teilnahme am Markt.

Dieser Umstand ist seit 1998 im geltenden Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung § 19 (2) Punkt 4 als Eingriff in den Marktprozess geregelt.⁵ Ein Missbrauch der Marktbeherrschung liegt vor, wenn ein Unternehmen

... sich weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren, wenn es dem anderen Unternehmen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenut-

¹ Vgl. *Ströbele, W. et al.*, Energiewirtschaft, 2012, S. 291.

² Vgl. *Baumol, W. J.* Contestable Markets, 1982, S. 4.

³ Vgl. § 46 EnWG.

⁴ Vgl. *Schmidt, R. et al.*, Kompendium, 2007, S. 376ff.

⁵ Vgl. *Oelmann, M.*, Qualitätsregulierung, 2005, S. 31.

zung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden.¹

Dieser zentralen Funktion als Basis für den Energiemarkt erlangt das Stromnetz aus der technischen Struktur der Stromversorgung auf Basis physikalischer Gesetzmäßigkeiten. Der zentrale Nutzen ergibt sich aus der sicheren Versorgung mit Strom.² Zur Sicherstellung einer gesamtgesellschaftlichen ausgewogenen Kosten-Nutzensituation erfolgt die Vorgabe einer Richtlinie der BNetzA, die für alle zu prüfenden Maßnahmen das NOVA-Prinzip zugrunde legt. Dieses besagt, dass Handlungsoptionen zur Netzoptimierung und -verstärkung vor dem tatsächlichen Netzausbau zu prüfen sind. Es gilt die Reihenfolge der Maßnahmen: Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau. Das NOVA-Prinzip konzentriert sich auf die Höchstspannungsnetze, bietet aber auch Orientierung für VNB. Ziel dieses Prinzips ist es, die Versorgungssicherheit kostengünstig herzustellen. Es wird in der Netzplanung angewendet und dient ebenso als Kontrollinstrument, welches vor der Ausbaugenehmigung sicherstellt, dass weitere Optionen geprüft und deren Potenziale ausgeschöpft worden sind.³

2.2.3 Betriebswirtschaftliche Einordnung

Investitionen⁴ sind allgemein Kapitalverwendungen, die eine langfristige Kapitalbindung in Sachgüter oder Rechte realisieren.⁵ Sie stellen bilanziell die Umwandlung von Finanz- in Sachmittel mit dem Ziel dar, die zukünftige Leistungs- und Produktionsfähigkeit des Unternehmens zu steigern.⁶ Investitionen bedeuten – auf Grundlage der Annahme einer buchhalterischen Aktivierung – eine Erhöhung der Bilanzsumme als Zugang im Anlagevermögen, bei gleichzeitiger Zunahme – im Falle einer unternehmensexternen Kreditfinanzierung – des Fremdkapitals. Hervorzuheben ist, dass eine Investition betriebswirtschaftlich keinen Werteverzehr verursacht, da die Bilanzsumme nicht

¹ S. §19 Abs. 2, S. 4 GWB.

² Vgl. Jarass A. et. al., Strom, 2016, S. 82ff.

³ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., Netzentwicklungsplan Strom, 2013, S. 22.

⁴ Der Investitionsbegriff kann neben dieser Ergebnisdarstellung auch als Investitionshandlung ausgelegt werden. Im Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit, in der sich der Autor schwerpunktmäßig nicht mit der Analyse von unternehmensinternen Investitionsentscheidungsverhalten befasst, wird diese Auslegung als zweckmäßig angesehen.

⁵ Vgl. Olfert, K., Investition, 2001, S. 24f.

⁶ Vgl. Perridon, L. et al., Finanzwirtschaft, 2012, S. 29.

vermindert wird.¹ Charakteristisch für die Zahlungsreihe ist, dass der Mittelabfluss (absolute Auszahlungen) am Anfang der Investition den Mittelzufluss (absolute Einzahlungen) übersteigt. Im Laufe der Nutzungsdauer des Anlagegutes wird die Nettozahlungsreihe positiv.² Investitionen in Stromnetze sind standortspezifisch, so dass Standortverlagerungen nicht möglich sind (Immobiliencharakter). Das geht einher mit der gewöhnlichen technischen Betriebsdauer der Netzanlagen von 20 bis 40 Jahren. Aufgrund der langen Lebensdauer und der schieren Größe der Netze stellen sich Veränderungen durch Investitionsentscheidungen mit einer gewissen Verzögerung ein. Diese faktische Irreversibilität von Netzinvestitionen erhöht die Gefahr von versunkenen Kosten. Letztere entstehen durch Investitionen in langlebige Güter, die nicht mehr rückgängig gemacht werden können und deren Mittelrückfluss in Gegenwart und Zukunft erschwert bzw. nicht realisierbar ist.³ In der Konsequenz fallen Kosten und Nutzen der Investition auseinander. Die faktische Nichthandelbarkeit und die vielfältige Zustimmungspflicht um Investitionen zu tätigen, erhöhen ebenso die Abhängigkeit von öffentlichen Institutionen und politischen Verantwortungsträgern. Zudem verändern sich während der Nutzungsdauer die Rahmenbedingungen im Vergleich zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung z. B. durch impulsgetriebene wirtschaftliche oder politische Umwälzungen. Die Investitionskriterien Rechtssicherheit und politische Stabilität bekommen dadurch eine hohe Bedeutung.⁴ Im Ergebnis münden die Aspekte in ein für Netzbetreiber bestehendes regulatorisches Risiko. Die Entscheidungen der Regulierer betreffen Netzbetreiber nicht nur, sondern schränken auch ihre Handlungsfähigkeit ein. Im Gegensatz dazu konkurrieren im Wettbewerbsumfeld stehende Unternehmen und können durch eigene Entscheidungen ihre wirtschaftliche Handlungsposition verändern.

Weitere Merkmale der Durchführung von Investitionsprojekten ergänzen die vorhergehend aufgeführten Eigenschaften von Investitionen in Stromnetze. Sie sind durch eine sehr spezifische Mehrdimensionalität geprägt. Diese Tatsache bildet die Grundlage der öffentlichen Diskussionen über die Akzeptanz der unternehmerischen Tätigkeiten der

¹ Vgl. Wild, J. et al., Regulierung, 2003, S. 3f.

² Vgl. Kruschwitz, L., Investitionsrechnung, 2014, S. 3f.

³ Vgl. Knieps, G. Wettbewerbsökonomie, 2005, S. 32; vgl. Müller, C. et al., Investitionsanreize, 2010, S. 2.

⁴ Vgl. Djankov, S. et al., economics, S. 596, vgl. acatech, Energiewende, 2012, S. 23ff.

Netzbetreiber.¹ Somit spielen neben der Kosteneffizienz der Investitionsprojekte die Versorgungssicherheit und die Akzeptanz in der Bevölkerung eine wichtige Rolle. Vorab stehen lange Planungsphasen in Abstimmung mit öffentlichen Stakeholdern, wie z. B. das Einholen von Baugenehmigungen für Freileitungen in Netzausbauprojekten.

Eine weitere Besonderheit der Investitionen in Stromnetze als Teil der Infrastruktur ist das Kapital-Arbeits-Verhältnis. Dahinter verbirgt sich das Verhältnis von Investitions- und Betriebsausgaben. Investitionsausgaben sind Ausgaben für langfristige Anlagegüter, im Gegensatz zu den Betriebsausgaben, die Ausgaben für den funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb darstellen. In einem eingeschwungenen Investitionszyklus liegen i.d.R. die Investitionsausgaben über den Betriebsausgaben. Dies findet sich in hohen Fixkosten innerhalb der Bilanz von Verteilnetzbetreibern wieder. Im Ergebnis haben die Betriebsausgaben für Netzunternehmen eine geringere Bedeutung als die Investitionsausgaben.

Im Ergebnis haben die ökonomischen Eigenschaften eine komplexe Risikostruktur der Investitionen und Projekte für Netzbetreiber zur Folge. Eine direkte Steuerung der durch Marktakteure verursachten Risikofaktoren ist dabei nur eingeschränkt möglich. Gleichzeitig entstehen durch die Kombination der subadditiven Kostenvorteile und der Möglichkeit versunkener Kosten hohe Markteintrittsbarrieren, die Netzunternehmen für eigene Vorteile, z. B. bei der Preissetzung, nutzen können. An diesem Umstand setzt die Regulierung mit ihren allgemeinen Zielen, wodurch versucht wird, negative Auswirkungen abzumildern. Insofern gehen in die Begründung für die Regulierung ordnungspolitische und wohlfahrtsökonomische Ursachen ein. Eine genaue Trennlinie zwischen beiden Argumentationssträngen ist jedoch schwer nachzuvollziehen.²

¹ Vgl. *Maeding, S.*, Anreizregulierung, 2011, S. 36; vgl. *Knieps, G.*, Wettbewerbsökonomie, 2005, S. 81; vgl. *Joskow, P.*, Regulation, 2005, S. 3.

²Vgl. *Knieps G.*, Netzökonomie, 2007, S. 157.

3 Energiepolitik in Deutschland – Stromsektor im Fokus

Im folgenden Kapitel wird ein stromsektorbezogener Ausschnitt der Energiepolitik in Deutschland dargelegt. Hintergrund ist der Einfluss der nationalen Strategien, Gesetze und Verordnungen auf die Energiepolitik und die Rahmenbedingungen für Netzbetreiber.

3.1 Das energiepolitische Zieldreieck

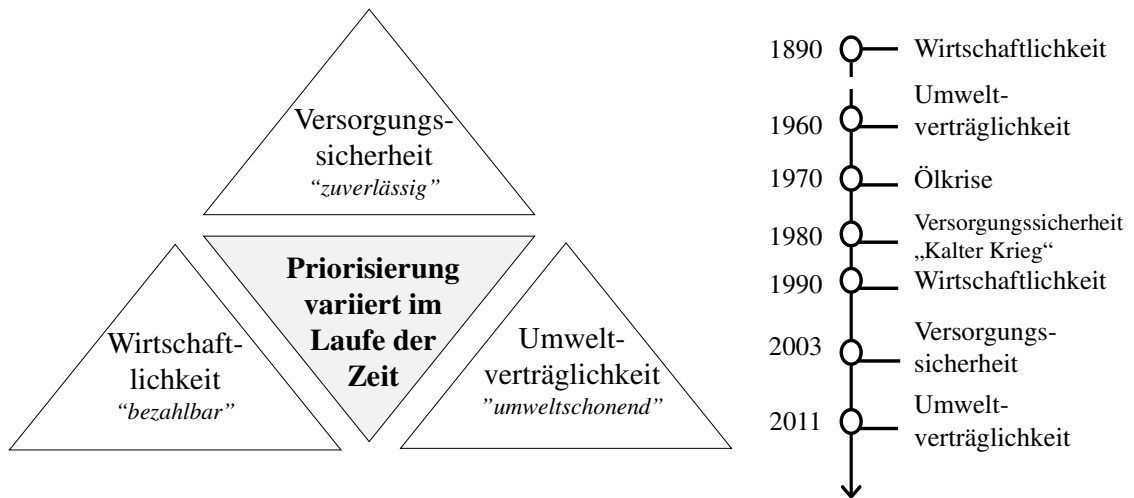
Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz bilden klassischerweise den analytischen Referenzrahmen der Zieltrias der deutschen Energiepolitik.¹ Die im EnWG und im Energiekonzept verankerten Ziele sind formal gleichrangig und in keine festgeschriebene politische Zielhierarchie eingeordnet.² In der Konsequenz leitet sich daraus ein fortlaufender gesellschaftlicher und ordnungspolitischer Diskussions- und Priorisierungsbedarf ab. Hier ist zu beachten, dass unter wechselnden politischen und sozialen Umständen wechselnde Priorisierungen in der Zielhierarchie entstehen. Diese zeigen sich konkret in einer an das gewählte Ziel im energiepolitischen Dreieck angelehnten Gesetzgebung. Das politische Handeln fördert dadurch die unterschiedlichen Ziele auf verschiedene Art und Weise. In der deutschen Energiepolitik lassen sich aus der Vergangenheit verschiedene Priorisierungen ableiten. Beispiele sind die Ölkrisen in den 1970er Jahren und der Kalte Krieg in den 1980er Jahren, die die Versorgungssicherheit als Priorität hervorhoben. Ein weiteres Beispiel ist die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit nach der Wiedervereinigung, als die ostdeutsche Energieversorgung umgestellt und modernisiert wurde. Es erfolgten Kraftwerkmodernisierungen im Stromsektor und die Umstellung von Kohle auf Gas im Wärmesektor. Weiterführende Ziele, die gestiegene Erwartungen an die Energiepolitik ausdrücken, sind Innovation und Akzeptanz der Bevölkerung. Sie zeigen sich zunehmend in konkreten Maßnahmen

¹ Vgl. Seeliger, A. et al., Energy, 2011, S. 48ff.; vgl. *Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern* Energiekonzept 2020, 2009, S. 4.

² Schon der vollumfängliche Titel des Energiekonzeptes weist darauf hin. Er lautet: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

der Energiepolitik wie z. B. bei der Digitalisierung der Energiewende oder bei der Bürgerbeteiligung beim Netzausbau.¹ Abbildung 8 zeigt das energiepolitische Zieldreieck.

Abbildung 8: Energiepolitisches Zieldreieck



Quelle: eigene Darstellung

Eine weitere Zielebene der deutschen Energiepolitik ist, vor dem Hintergrund der hohen Importabhängigkeit von Primärenergieträgern, die der internationalen Energiebeziehungen.² Eine mit der energiepolitischen Zieltrias abgestimmte Gestaltung einer Energieaußenpolitik ist dabei die Richtschnur. Das Ziel der Versorgungssicherheit wird von internationalen Projekten für eine Diversifizierung deutscher Energiebezugsquellen unterstützt. Wettbewerbliche Strukturen auf den globalen Energiemärkten fördern die Wirtschaftlichkeit, um beispielsweise Preisabsprachen in Form von Öl- und Gaskartellen entgegenzutreten.³ Bestrebungen im Bereich der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien dienen der Energiemengen- und Emissionseinsparung und damit der Umweltverträglichkeit.⁴

¹ Vgl. Europäische Kommission, Energy Roadmap 2050, 2011, S. 14ff.; vgl. Frondel M. et al., Energieversorgungsrisiko, 2009, S. 42ff.

² Vgl. Röttgen, N., Stenografischer Bericht 117. Sitzung., 2011, Berlin, S. 13369ff.; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Energiewende, 2013, S. 19.

³ Vgl. Klump, R. Wirtschaftspolitik, 2006, S. 268ff.

⁴ Vgl. Ethikkommission Sichere Energieversorgung, Energiewende, 2011, S. 17f.; vgl. Umweltbundesamt, Klimaschutz, 2012, S. 4.

3.2 Beispiele ausgewählter energiepolitischer Wegmarken

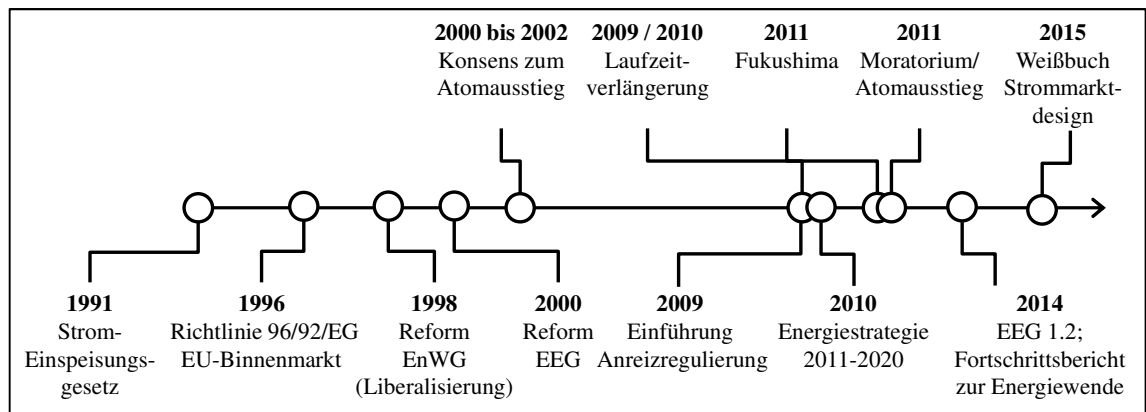
Die im folgenden Abschnitt präsentierten energiepolitischen Wegmarken kennzeichnen praktische Wendepunkte in der energiepolitischen Zielausrichtung, die sich zumeist in veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen ausdrückten. Dem ging ein politischer Diskussionsprozess voraus. Mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes 1991 wurde erstmals eine Förderung erneuerbarer Energien eingeführt. Dieser Beginn zielte auf die Markteinführung, die Technologieentwicklung und das systemische Lernen ab und schuf die Abnahmeverpflichtung und Einspeisevergütung als Förderungsgrundlage.¹ 1996 kam es zur Liberalisierung der europäischen Energiewirtschaft, die 1998 in eine Reform des Energiewirtschaftsgesetzes mündete. Zwischen 2000 und 2002 wurde unter der damaligen rot-grünen Bundesregierung der Atomkonsens ausgehandelt. Der sah vor, den Kernkraftausstieg bis 2032 zu erreichen und stellte die Realisierung des Parteiprogramms der Partei Bündnis 90/Die Grünen aus dem Bundestagswahlkampf 1998 dar, sie waren in der Legislaturperiode 1998 bis 2002 an der Bundesregierung beteiligt.² Parallel dazu erfolgte die Reform des Stromeinspeisegesetzes zum EEG mit einer auf erneuerbare Energien ausgerichteten Technologieförderung. 2009 kam es zur Einführung der Anreizregulierung im Energienetzbereich und unter neugewählter schwarz-gelber Regierung zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Dabei handelte es sich ebenso um die Realisierung eines Parteiprogramms – in diesem Falle der CDU.³ Der letzte Punkt wurde nach dem Unfall in Fukushima Daaichi (Japan) und dem anschließenden Moratorium zurückgenommen und dafür der Kernenergieausstieg um acht Jahre auf 2022 vorverlegt. Mittlerweile ist die Detaildiskussion über die Ausgestaltung der Energiewende mit der erneuten Reform des EEG und dem Weißbuch zum Strommarktdesign in vollem Gange.⁴ Ein Blick in die Historie der energiepolitischen Wegmarken zeigt im Ergebnis einen diskontinuierlichen Verlauf. Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt ausgewählte energiepolitische Wegmarken ab 1991.

¹ S. § 2 i.V.m § 3 Stromeinspeisungsgesetz, 1990.

² Vgl. *Bündnis90/Die Grünen*, Bundestagswahl 98, 1998, S. 23f.

³ Vgl. *CDU Deutschland*, Verbraucherschutz, 2008, S. 7f.

⁴ Vgl. *Kirsten, D.*, Stromversorgung, 2014, S. 10.

Abbildung 9: Zeitstrahl ausgewählter energiepolitischer Wegmarken

Quelle: eigene Darstellung

Im Ergebnis führte die Förderung der erneuerbaren Energien zu multiplen Entwicklungen, die an dieser Stelle nicht vollumfänglich wiedergegeben werden können. Hervorzuheben sind Effizienzsteigerungen in der Anlagenproduktion und bei der Energieerzeugung. Weitere Aspekte im direkten Zusammenhang mit der Förderung sind:

- Innovationen im Energiesystem durch die Integration erneuerbarer Energieträger
- Lokale Wertschöpfung und Arbeitsplätze auf regionaler Ebene
- Verringerung Langzeitkosten konventioneller Energien
- Verringerung Importabhängigkeit fossiler Ressourcen
- Lernprozesse für Strommarktakteure Erzeuger.

Neben diesen direkten Aspekten existieren weitere Co-Benefits, deren Quantifizierung und Monetisierung schwierig erscheint. Diese Effekte liegen in den Bereichen

- Gesundheitsschutz
- Luftreinhaltung z.B. Verbesserung der Luftqualität
- Soziale Teilhabe an der Energieerzeugung
- Verringerung Nutzungsdruck fossiler Ressourcen.¹

¹ Vgl. IPCC, Climate Change, 2007, S. 310.

Neben diesen Nutzenfaktoren stehen die Förderungskosten. Diese belaufen sich in Form der EEG-Differenzkosten auf 171 Mrd. EUR kumuliert für die Jahre 2000 bis einschließlich 2017.¹ Demgegenüber stehen sinkende Erzeugungskosten, die sich in den Auktionsergebnissen der Bundesnetzagentur und in der sinkenden Förderung durch zubaubasierte Kostendegression zeigen.² Ein Blick auf diesen Zeithorizont verdeutlicht, dass die energiepolitischen Wegmarken durch Ziele und Instrumente in der Energiepolitik beeinflusst werden.

3.3 Ziele und Instrumente im deutschen Energiekonzept

Das Energiekonzept bildet als strategisches Papier die derzeit geltende Grundlage der Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland. Am 28. September 2010 wurde das Konzept für die energiepolitische Ausrichtung beschlossen. Im Fokus stehen Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zum Netzausbau und zur Energieeffizienz. Diese Entscheidungsbasis veränderte sich in der ersten Jahreshälfte 2011 aufgrund der Kernschmelze in Fukushima Daiichi und der dadurch angestoßenen politischen Diskussion über die Sicherheit der Kernenergieerzeugung in Deutschland. Die daraus folgenden Berichte der Ethik- und Reaktorsicherheitskommission und die anschließende Festlegung des Kernenergieausstieges bis 2022 durch das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 6. Juni 2011 beschleunigten den Planungshorizont für den Umbau des deutschen Energiesystems.³ Weiterhin umfassten die Beschlüsse ein Energiepaket mit 160 individuellen Maßnahmen zur Umsetzungsbeschleunigung.⁴ Die Ziele des

¹ Vgl. *Bardt, H.*, *Energiewende*, 2017, S. 2.

² Vgl. *Bundesnetzagentur*, EEG, 2015, S. 26ff.

³ Weitere Beschlüsse des Bundeskabinetts zur Energiewende vom 6. Juni 2011: EEG-Erfahrungsbericht 2011, Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus der Elektrizitätsnetze (NABEG), Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWGÄndG), Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG-ÄndG), Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden, Entwurf einer Vierten Verordnung zur Änderung der Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge, Entwurf eines Gesetzes zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden; vgl. *Reaktorsicherheitskommission*, *Sicherheitsüberprüfung*, 2011, S. 28ff.; vgl. *Mager, D.*, *Energiewende*, 2012, S. 11ff.

⁴ Vgl. *Löschel, A. et al.*, *Expertenkommission*, 2012, S. 9. Die Experten-Kommission besteht aus Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Prof. Dr. Georg Erdmann, Prof. Dr. Frithjof Staiß und Dr. Hans-Joachim Ziesing. Jährlich erscheint ein faktenorientierter Monitoring-Bericht, der die Bewertung des Zielfortschritts bei der Energiewende erlaubt. In Ergänzung dazu wird alle drei Jahre ein Forschungsbe-

Energiekonzeptes wurden von der deutschen Bundesregierung in fünf Kategorien zusammengefasst. Diese sind:

- Treibhausgasemissionen,
- Effizienz,
- Gebäudebestand,
- Verkehrsbereich
- und erneuerbare Energien.

Den einzelnen Kategorien sind Zielmarken für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 zugeordnet. Allerdings variieren die Basisjahre der einzelnen Zielaspekte.¹ Für die Treibhausgasemissionen wurde bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 eine 80-prozentige bis 95-prozentige Senkung als Zielvariable festgelegt. Konkret wurde der Kernenergieausstieg bis Jahresende 2022 beschlossen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigt demgemäß bis 2050 auf 80 %. Für den Bruttoendenergieverbrauch – also neben Strom die Bereiche Wärme und Verkehr – umfasst dieser Anteil bis 2050 60 % erneuerbare Energien. Die Effizienzziele für den Strombereich sehen bis 2050 25 % weniger Stromverbrauch im Vergleich zum Basisjahr 2008 vor. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Ziele. Auf eine ausführliche Beschreibung der weiteren Zielfestlegungen wird aufgrund des Themenschwerpunktes dieser Arbeit verzichtet.

richt erstellt, der Hemmnisse und ihre Ursachen aufzeigt und in dem ggf. Maßnahmen zur besseren Zielerreichung vorgeschlagen werden.

¹ Der komplette quantitative Zielkatalog inklusive der Bereiche Verkehr und Gebäudebestand findet sich in Anlage I.

Tabelle 3: Ausgewählte quantitative Ziele aus dem Energiekonzept

	Kern- energie- ausstieg	Klima	Erneuerbare Energien		Effizienz			
		Treib- hausgase	Anteil Strom	Anteil gesamt	Primär- energie	Strom	Energie- produktivität	Gebäude- sanierung
2020	ca. -70 %	- 40 %	35 %	18 %	- 20 %	- 10 %	Anstieg um 2,1 % p.a.	Verdoppelung der Rate von 1 % auf 2 %
2030	-100 %	- 55 %	50 %	30 %				Heizwärme -20 % bis 2020 Primärenergie - 80 % bis 2050
2040		- 70 %	65 %	45 %				
2050		- 80 bis 95 %	80 %	60 %	- 50 %	- 25 %		
Basis- jahr	2010	1990			2008	2008		2008

Quelle: Vgl. *Bundesregierung* Energiekonzept, 2010, S. 7ff; in Ergänzung dazu ist die Spalte Kernenergieausstieg mit eingefügt. Vgl. *Bundesamt für Strahlenschutz*, Kernenergienutzung, 2015, S. 11f.

Das Energiekonzept umfasst weiterhin den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, den die Bundesregierung im Oktober 2011 beschlossen hat. Ergänzend zum jährlichen Bericht überprüft eine unabhängige Monitoring-Kommission im dreijährigen Zyklus sowohl rückblickend als auch perspektivisch die Umsetzung der Energietransformation unter Beachtung der energiepolitischen Zieltrias. Sie soll die neutrale, fachliche Expertise zum Nachsteuern der ergriffenen Maßnahmen einbringen.¹

Mit dem Energiekonzept zeichnet die deutsche Politik einen langfristigen Entwicklungspfad für die Energieversorgung vor, der die erneuerbare Energiegewinnung ins Zentrum des zukünftigen Energiesystems stellt. Dabei nennt sie konkrete Ziele, wählt die Instrumente aus und setzt zeitliche Wegmarken zur besseren Vergleichbarkeit der Entwicklungen. Dies geschieht in einem festgelegten Rahmen, der auf verschiedenen Szenarien beruht. Insgesamt ist dies ein Politik-Management-Plan, der den grundlegenden Systemumbau der Energieversorgung darstellt. Als besondere Herausforderung erscheint die Aufgabe der politischen Verantwortungsträger, Entwicklungen im Zeitablauf einzubauen, die bei der Planfestlegung noch nicht existiert haben, aber für ein Gelingen der Energiewende notwendig sind.

¹ Vgl. *Löschel, A. et al.*, Expertenkommission, 2012, S. 5ff.

Eine Zielerreichung auf allen Ebenen erscheint schwierig, da jede Form der Primärenergie- und Sekundärenergienutzung ihre spezifischen Stärken und Schwächen aufweist. Neben den genannten Zielen und Maßnahmen existieren Einflussfaktoren, die sich dem politischen Geltungsbereich entziehen. Dazu zählen beispielsweise internationale Märkte, deren Einfluss- und Wirkungsbereiche diejenigen der nationalen Verordnung überschreiten. Einfluss auf die Stromerzeugung finden zudem Entwicklungen im Bereich der Technologie, marktbeeinflussende Knappheiten und die Emissionspreise.

Dem Tinbergen-Modell folgend besteht in der Wirtschaftspolitik ein Unterschied zwischen Zielen und Instrumenten.¹ Angewendet auf das Energiekonzept sind die beiden zentralen Ziele der Kernenergieausstieg und der Klimaschutz, der durch reduzierte Treibhausgasemissionen in der Energieversorgung realisiert werden soll. Die im Energiekonzept weiterhin angegebenen Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz haben statt des Ziel- einen Instrumentencharakter. Das ist darauf begründet, dass sich ihr Einsatz direkt aus dem Klimaschutzziel ableitet. Als Instrumente dienen der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energien und eine verbesserte Energieeffizienz der Treibhausgasemissionsvermeidung. Konkret bedeutet das sowohl einen zunehmenden Einsatz der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung als auch eine effizientere Ressourcennutzung durch verbesserte Wirkungsgrade und einen reduzierten Verbrauch. Das Zusammenspiel beider Instrumente ermöglicht die Zielerreichung sinkender Treibhausgasemissionen. An diesem Beispiel wird deutlich, dass in der Zielformulierung Instrumente zu Zielen umgewandelt werden. Weiterführende alternative Instrumente werden durch die Ziel- und insbesondere die Instrumenteneingrenzung ausgeschlossen.

Neben den deutschen wirken ebenso die europäischen Energieziele auf die Energiepolitik in Deutschland ein.² Nach Artikel 194 im Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sind die europäischen Energieziele:

- Sicherstellung eines funktionierenden europäischen Energiemarktes,
- Versorgungssicherheit innerhalb der EU,

¹ Vgl. *Haufner, A.*, Wirtschaftspolitik, 2009, S.7 f.

² *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*, Wirtschaftspolitik, 2012, S. 45ff.

- Förderung von Energieeffizienz und von erneuerbaren Energien
- sowie die Integration europäischer Energiemärkte u. a. durch die Interkonnektion der Energienetze (Energiebinnenmarkt).¹

Im Vergleich zu den deutschen Energiezielen umfassen die europäischen ein breiteres Spektrum, da sie die Interessen nicht nur eines Staates, sondern von 28 Mitgliedsstaaten mit jeweils individuellen Versorgungsstrukturen und Energieträgermixen berücksichtigen.² Ein Beispiel für entstehende Disruptionen ist das Thema der Dekarbonisierung des Energiesystems. Bis 2030 beabsichtigt die EU, die Kohlendioxidausstöße um 40 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren.³ Einige Länder favorisieren hierfür die Nutzung der Kernenergie als Handlungsoption – während in Deutschland der Ausstieg aus selbiger bis 2022 beschlossen ist. Herausforderungen und Chancen der europäischen Energieziele sind im Energiefahrplan 2050 festgehalten.⁴

3.4 Begriffliche Einordnung der Energiewende im Stromsektor

„Energiewende“ ist eines der deutschen Wörter, die in den englischen Wortschatz aufgenommen wurden.⁵ Die wissenschaftliche Fundierung der Energiewende hat in den letzten Jahrzehnten stattgefunden. Viele Akteure, z. B. Bundesministerien, Verbände, Industrieunternehmen, Nichtregierungsorganisationen etc., mit unterschiedlichen Interessen haben dazu Konzepte und Entwicklungsbeiträge vorgelegt.⁶ Die begriffliche Einordnung greift die Priorisierung im energiepolitischen Dreieck auf. Das bedeutet, dass ein Wechsel im energiepolitischen Fokus von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit immer eine Energiewende darstellt. Dieser Betrachtung folgend hat es in der deutschen Energiepolitik bereits verschiedene Energiewenden gege-

¹ S. Artikel 194 Abs. 1 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

² Vgl. *Geden, O. et al.*, Energiemärkte, 2010, S. 6; vor dem Beitritt Kroatiens waren es zum damaligen Stand 27 EU-Mitgliedsstaaten.

³ Vgl. *Europäische Kommission*, Emissionsreduktionen, 2014, S. 1.

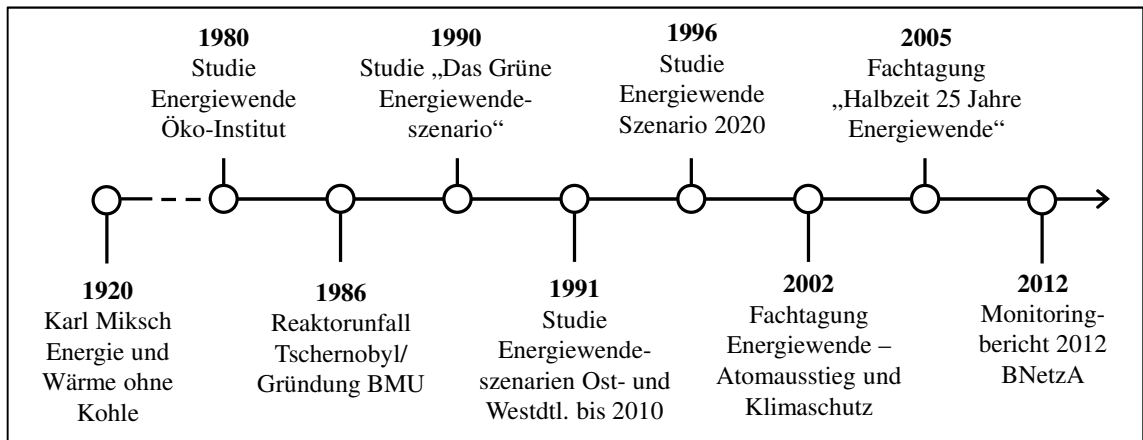
⁴ Weitere die europäischen Themen vertiefende Ausführungen finden sich bei *Geden/Dröge*, Integration der europäischen Energiemärkte, 2010 und *Helm, D.*, The current situation and mid-term prospects for European electricity markets, 2013.

⁵ Vgl. *The Economist*, Energiewende, 2012, S. 1ff.; vgl. *Tagesanzeiger*, Energiewende, 2014, S. 1; vgl. *Hockenhos, P.*, Sprachforschung, 2014, S. 1.

⁶ Vgl. *Agora Energiewende*, Stromverteilnetze, 2013, S. 12ff.

ben.¹ Im Ergebnis wurde der Begriff Energiewende bereits in Verbindung mit verschiedenen Interpretationen verwendet (vgl. Abb. 10).²

Abbildung 10: Zeitstrahl Begriffsverwendung Energiewende



Quelle: eigene Darstellung

Die derzeitige Verwendung des Begriffs Energiewende im Stromsektor charakterisiert den gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie, die Integration erneuerbarer Energien in der Erzeugung, im Stromnetz und beim Verbraucher und ist ebenso um eine Fortentwicklung des europäischen Binnenmarkts bemüht. Dazu kommen Anknüpfungspunkte wirtschaftlicher Fragestellungen wie der Reduzierung der Kosten sowie einer Steuerung des Kapazitätsausbaus erneuerbarer Erzeugungsanlagen durch vorgegebene Ausbaukorridore. Eine umfassendere Definition gibt Herrmann Scheer. Er formuliert die Energiewende als

[...] einen Wechsel in den technologischen, organisatorischen, finanziellen und politischen Anforderungen, [...] die unweigerlich den technisch-physikalischen Gesetzmäßigkeiten der Energiequelle entlang des gesamten Energieflusses vom Ort der Aneignung bis zum Energiekonsumenten folgen.³

Im Kontext des energiepolitischen Zieldreiecks bedeutet Energiewende eine Veränderung der Priorisierung, die durch die definierte Auswahl an Instrumenten und Technologien Sichtbarkeit erlangt. Die derzeitige deutsche Energiewende entspricht dieser Auslegung, da ihre zentralen Merkmale der Kernenergieausstieg, das Fördern von er-

¹ Vgl. Westphal, K., Energiewende, 2012, S. 2.

² Vgl. Öko-Institut, Energieversorgung, 1982, S. 11f.

³ Scheer H., Imperativ, 2010, S. 41f.

neuerbaren Energieträgern und die Energieeffizienz sind.¹ Dies vollzieht sich auf allen drei Ebenen der Energienutzung: Mobilität, Wärme und Strom.² Die bisherige Energieversorgung verändert sich fundamental von zentralen zu dezentralen Strukturen, das Stromsystem wechselt vom Einsatz von Schwungmassen hin zum Einsatz von Wechselrichtern.³ Diese Strukturveränderung löst das Prinzip „Rohstofftransport vor Stromtransport“ ab.⁴

Zudem ist eine Begriffsdifferenzierung in mediale, politische und technisch-wirtschaftliche Dimensionen möglich. Die mediale Energiewende thematisiert Macht im Zusammenhang mit der Marktverdrängung konventioneller Energieträger durch steigende Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger. Die politische Energiewende wird als „beschleunigte“ Energiewende mit dem Ausstieg aus dem Ausstieg aus dem Kernenergieausstieg bezeichnet. Schließlich beinhaltet die technisch-wirtschaftliche Energiewende technische Restriktionen, da sich erneuerbare Energien in der Erzeugung vielfältig auf das Stromnetz und aufgrund der Preise auch auf den Endverbraucher auswirken.

¹ Vgl. Möst, D., System, 2013, S. 8f.

² Vgl. Goeke, B., Klimaschutz, 2013, S. 11.

³ Vgl. Groschke M. et al., Energiesystemmodelle, 2009, S. 14; vgl. Forum Netztechnik/Netzbetrieb, Herausforderungen, 2011, S. 3.

⁴ Vgl. Steger, U. et al., Netze, 2008, S. 65.

4 Empirische Analyse zur Erzeugungs- und Verbrauchslastentwicklung

Das Energiekonzept beschreibt den Charakter des Stromnetzes als Plattform zur Integration der erneuerbaren Energien.¹ Das Stromnetz als Übertragungs- und Verteilschnittstelle muss somit auf Extremsituationen – sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite – vorbereitet sein. Die empirische Analyse greift diesen Themenbereich auf und liefert Ergebnisse sowie eine Visualisierung zukünftiger Erzeugungslast- und Verbrauchslastsituationen² in zeitlicher und räumlicher Dimension.³

Der entscheidende Ausgangspunkt für die Erzeugungslastentwicklung der erneuerbaren Energien aus Netzbetreibersicht ist der Einspeisevorrang. Hierzu heißt es im EEG § 11 Abnahme, Übertragung und Verteilung:

Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen.⁴

Daraus erwächst die Tatsache, dass die Erzeugungsanlagenbetreiber eine Abnahmegarantie für ihren Strom aus erneuerbaren Energien erhalten und dadurch keinen Mengenrisiken in ihrer Produktion ausgesetzt sind. Hinzu kommt, dass die Netzbetreiber durch § 12 EEG verpflichtet werden, ihre Netzkapazität zu erweitern. Hierzu heißt es im EEG § 12 Erweiterung der Netzkapazität:

Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Ab-

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Energiekonzept, 2011, S. 21ff.

² Die Begriffe Last und Verbrauch werden in der Energiediskussion häufig synonym verwendet. Tatsächlich verbergen sich dahinter zwei unterschiedliche Dinge. Die Last entspricht der zu einem bestimmten Zeitpunkt in Anspruch genommenen Leistung, unabhängig von der Lastflussrichtung. Gemessen wird diese Größe in Leistung je Zeiteinheit, z.B. kW/h. Sie bestimmt die Netzbetriebsmitteldimension und hat direkte Auswirkungen auf die Höhe der Investitionen in das Stromnetz. Der Verbrauch hingegen ist die Energiemenge, die über einen bestimmten Zeitraum in Anspruch genommen wird. Gemessen wird diese Größe in Arbeit, z.B. kWh. Beide Größen spielen für Messungs-, Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse eine wesentliche Rolle.

³ Der Begriff der Last wird zu Analyse Zwecken in Erzeugungslast (Einspeiseleistung in das Stromnetz) und Verbrauchslast (Leistungsentnahme aus dem Stromnetz) unterschieden.

⁴ § 11 EEG 2014.

nahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.¹

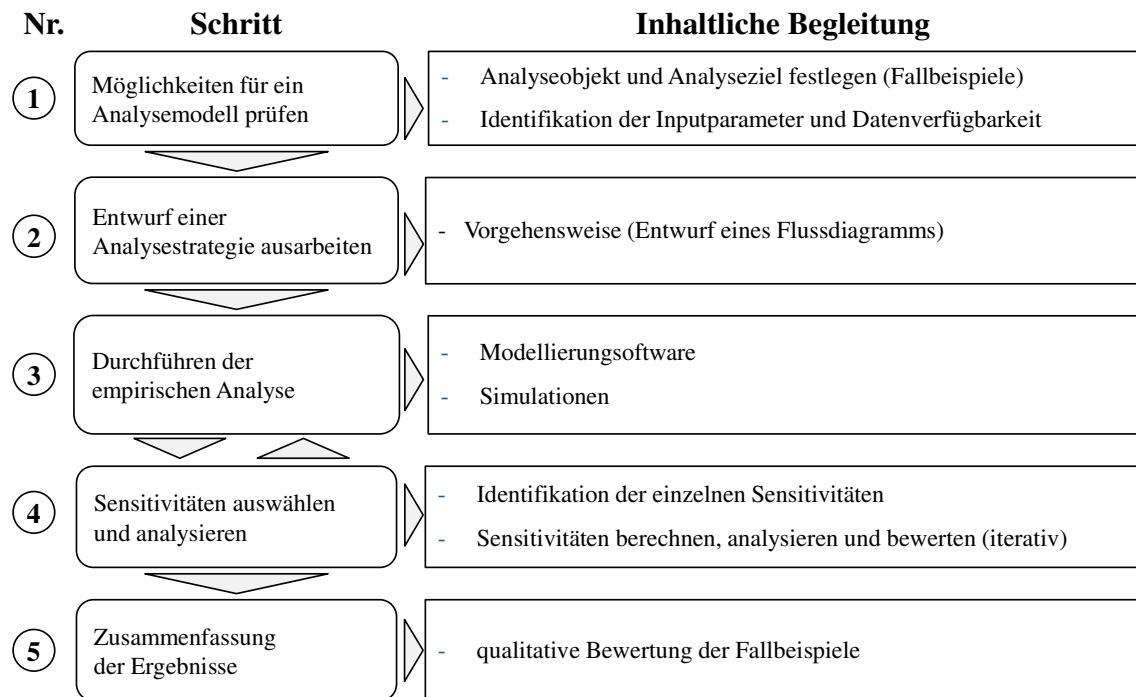
Im Ergebnis führen beide gesetzlichen Grundlagen dazu, dass die Erzeugungskapazität und die daraus resultierenden Strommengen zu betrachtende Zukunftsparameter für den Netzbetrieb sind. Die Netzbetreiber müssen auf die Anlagenbetreiber reagieren. Entwicklungen in diesem Segment entziehen sich somit dem direkten Einflussbereich der Netzebene. Im Folgenden werden die Vorgehensweise, die verwendete Methodik und die Ergebnisse der empirischen Analyse näher erläutert.

4.1 Vorgehensweise und Datenbasis

Ausgangspunkt ist das Prüfen der Möglichkeiten eines Analysemodells. Hierfür sind das Analyseobjekt und das Analyseziel festzulegen, sowie die Identifikation der Inputparameter und der Datenverfügbarkeit. Im vorliegenden Fall dienen extreme Erzeugungs- und Verbrauchslastsituationen als Analyseobjekt. Das Analyseziel ist die Ausarbeitung von asymmetrischen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen, die einer Steuerung seitens des Netzbetreibers bedürfen. Die Inputparameter für Erzeugung und Verbrauch sind die jeweiligen Jahresmaximal- und Jahresminimal. Konkrete Fallbeispiele bilden das Fundament der empirischen Analyse und führen zu einer Diskussion der Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen. Hier liegt das Verständnis zugrunde, dass gesetzte und unterlassene Anreize besagte asymmetrische Situationen hervorrufen. Darauf aufbauend wird eine Analysestrategie ausgearbeitet, die die Konstruktion des Analysemodells bestimmt und selbiges abbildet. Im nächsten Schritt wurden empirische Analysen durchgeführt, die auf den Einspeisedaten, veröffentlicht von den Netzbetreibern, im Zeitraum von 2010 bis 2014 basieren. Anschließend erfolgte eine Sensitivitätsbetrachtung. Die Rückkopplung dieser Erkenntnisse floss iterativ in die Simulation mit ein. Basierend auf den finalen Ergebnissen wurden qualitative Aussagen zu zukünftigen Netzsituationen abgeleitet, die sich auf die Auswirkungen der Inputparameter zurückführen lassen. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse und anschließende Auswahl für die Arbeit schließen den Prozess ab. Daraus resultiert eine qualitative Bewertung der Fallbeispiele. Abbildung 11 auf nachfolgender Seite illustriert die einzelnen Schritte der Vorgehensweise der empirischen Analyse.

¹ § 12 EEG 2014.

Abbildung 11: Vorgehensweise bei der empirischen Analyse



Quelle: eigene Darstellung

Die verwendeten Daten bilden die Netz-, Wind- und PV-Einspeisung (Erzeugungslast) der vier ÜNB ab. Entsprechend der Gleichzeitigkeitsbedingung des Netzbetriebs, in der Erzeugung und Verbrauch jederzeit übereinstimmen müssen, wurde die Netzeinspeisung mit dem Verbrauchslastverlauf gleichgesetzt. Die Netzeinspeisung umfasst die gesamten direkten Einspeisungen an Verbundübergabestellen, von Erzeugungsanlagen und aus den nachgelagerten Verteilnetzen. Es handelt sich bei den Daten um Hochrechnungswerte der physikalischen Energieflüsse (Leistung) gemessen in MW.¹ Diese Hochrechnungswerte stellen das arithmetische Mittel der gemessenen Leistungsmittelwerte innerhalb der betrachteten Viertelstunde dar.² Der erste Wert wird für 00:15 Uhr herausgegeben und ist in dem Zeitraum von 00:00 Uhr bis 00:15 Uhr gemessen worden. Die Daten wurden im CSV-Format veröffentlicht und nach zeitlicher Harmonisierung mit der Software Microsoft Excel 2010 analysiert. Trotz der Tatsache, dass die Daten der ÜNB einen für das Netzgebiet repräsentativen Charakter haben, sind Werte

¹ Vgl. *Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Zeitreihen*, 2015, S. 3.

² Vgl. *50Hertz Transmission GmbH, Viertelständlicher Regelzonensaldo*, 2014.

von Inselnetzen oder privaten Versorgern nicht enthalten. Eine valide Einschätzung, ob die fehlenden Daten einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse hätten, kann aufgrund des Umfangs dieser Arbeit nicht erbracht werden.¹

Die zum Zwecke der Extrapolation der Energiemengen im Leistungsbereich verwendeten Daten gehen auf Veröffentlichungen der *Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)* (Stand Februar 2015) zurück. Es handelt sich um eine Arbeitsgruppe des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die einen Katalog aus Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland veröffentlicht. Die Datensammlung begann 1990 und wird seit Gründung der AGEE im Jahre 2004 jährlich aktualisiert. Der Datensatz enthält insbesondere für den Zeitraum vor 2004 Unsicherheiten. So wurden fehlende Daten teilweise durch Extrapolation oder Schätzung ergänzt. Durch verbesserte Methoden oder neuere Berichtspflichten ist eine zukünftige Änderung der Daten auch für bereits erhobene Jahre nicht ausgeschlossen.

Im Ergebnis weisen die verwendeten Daten Unsicherheiten auf. Infolge der Validierung durch die verantwortlichen Institutionen bilden sie jedoch eine belastbare Analysebasis.

4.2 Methodische Einordnung, Aufbau und Aggregationsebenen

Mit Modellen wird im Allgemeinen das Ziel verfolgt, durch Vereinfachung eine komplexe Wirklichkeit zu beschreiben und zu berechnen. Dabei wird zwischen Total- und Partialmodellen unterschieden.² Das hier erarbeitete Modell ist ein Partialmodell und beinhaltet einen vereinfachten Ausschnitt der Tageserzeugungslastsituation der erneuerbaren Stromerzeugung durch Wind- und PV-Anlagen in Deutschland in Verbindung mit der Verbrauchslast sowie deren jeweiligen Entwicklungen. Als Methode liegt ein deterministisches Beschreibungsmodell zugrunde. Das bedeutet, dass die als Input verwendeten Daten maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis haben. Unter Hinzuziehung der getroffenen Annahmen bestimmen Tageserzeugungs- und Verbrauchslast den Output der Berechnung und schränken den Lösungsraum ein. Im Gegensatz dazu steht ein probalistisches Modell, das eine stochastische Verbindung zu den Daten einnimmt. Des

¹ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH, Netzeinspeisung, 2014.

² Vgl. Balzer, W., Modelle, 1982, S. 44f.

Weiteren werden im Modell Szenarien erfasst, die eine Prognose der langfristigen politischen und gesamtgesellschaftlichen Entwicklungen erlauben.¹

Der Ausgangspunkt einer vollständigen Integration von erneuerbaren Energien erfordert ein Stromnetz, das auf Extremsituationen vorbereitet ist. Insofern stellen die als maßgeblich betrachteten Extremfälle eine besondere Herausforderung dar. Eine Konstruktion dieser Fälle erscheint trotz ihrer anzunehmenden geringen Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Einschätzung zukünftiger Entwicklungen plausibel und relevant. Hier knüpft die empirische Analyse an und gliedert sich in ihrem Aufbau in drei Teile. Der erste Teil umfasst das Herausarbeiten der Extremsituationen – sowohl bei der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien als auch auf der Verbrauchsseite. Zunächst wurden dazu die Daten der fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV und des Lastverlaufs recherchiert, zusammengetragen und formatiert. In einem weiteren Schritt wurden diese nach einem vorher definierten Schema analysiert. Es besteht aus Extremwerten der Erzeugungs- und Verbrauchslast für einzelne Tage im Jahresverlauf. Die Grundlage bildeten die maximalen bzw. minimalen Werte innerhalb eines Jahres. Diese Extremwerte wurden zu charakteristischen Einspeisetagen zusammengefasst. Die nachfolgende Tabelle 4 stellt die Extremfallmatrix dar.

Tabelle 4: Extremfallmatrix für Erzeugungs- und Verbrauchslast

Verbrauchslast	Erzeugungslast		Verbrauchslast
Starklast	Stark Wind / Schwach PV	Stark Wind / Stark PV	Schwachlast
	Schwach Wind / Schwach PV	Schwach Wind / Stark PV	

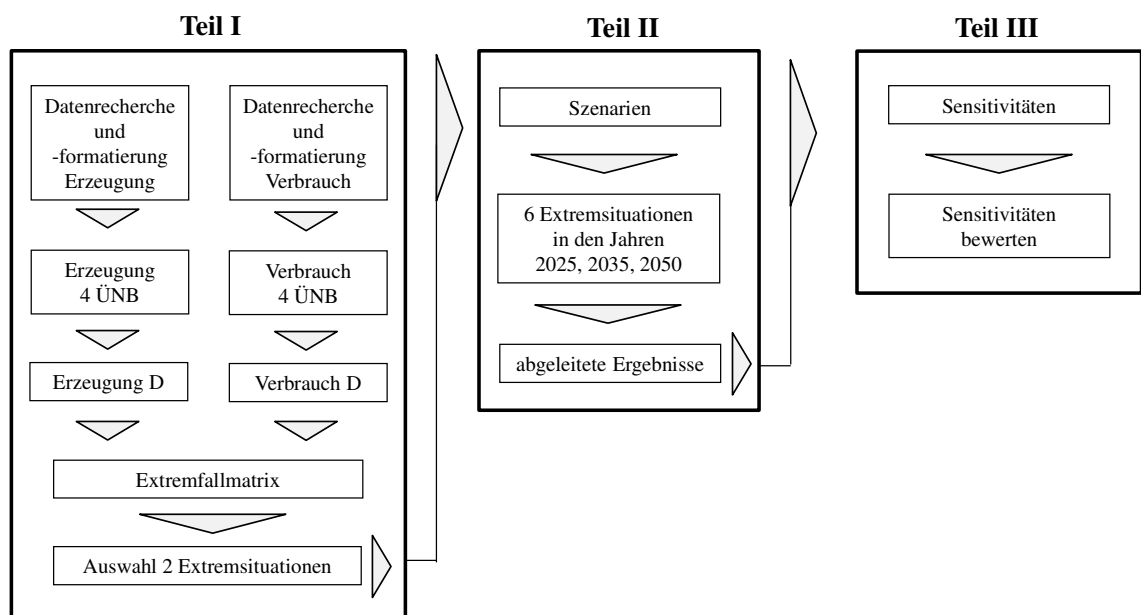
Quelle: eigene Darstellung

Der zweite Teil simuliert die Entwicklung der Extremsituationen in der Zukunft. Die Grundlage dafür bilden verschiedene Annahmen und Szenarien, wie beispielsweise eine Weiterentwicklung der Einspeisesituationen aufgrund des geplanten Ausbaus erneuerbarer Energien gemäß der EEG-Reform vom 1. August 2014. Die Auswertung der Teil-

¹ Vgl. Horváth, P., Controlling, 2009, S. 353ff.

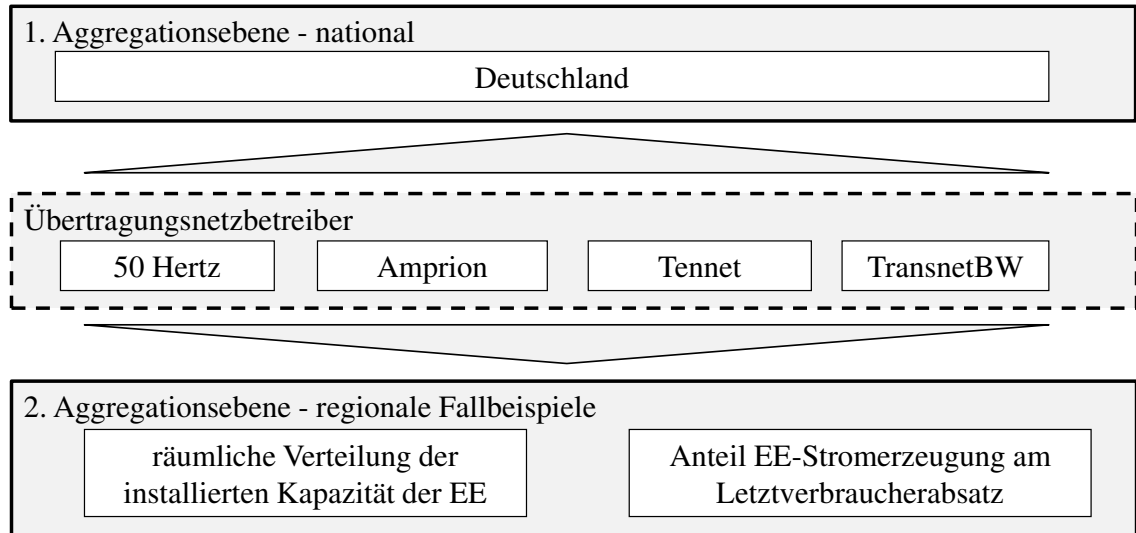
untersuchung umfasst eine grafische Illustration ausgewählter Erzeugungslast- und Verbrauchslastsituationen und beschreibt die Perspektiven der Erzeuger und der Netzbetreiber. Die Darstellung daraus abgeleiteter Ergebnisse schließt die Betrachtung ab. Die Anzahl der Ergebnisse ist zu groß für eine ausführliche Diskussion aller Ergebnisse. Für ein Betrachtungsobjekt (ausgewählte Ebene) ergeben die acht Extremfälle in den drei Szenarien zu den gewählten Zeitpunkten allein 72 Ergebnisse. Im dritten Teil erfolgt eine vertiefende Untersuchung zweier Teilaspekte in Form einer Sensitivitätsanalyse. Den Abschluss bildet auch hier eine Bewertung der Ergebnisse. Abbildung 12 fasst den Aufbau des Analysemodells zusammen.

Abbildung 12: Aufbau empirisches Analysemodell



Quelle: eigene Darstellung

Die Analyse liefert Ergebnisse auf zwei unterschiedlichen Aggregationsebenen. Zunächst wurden die Daten der vier ÜNB als Analyseobjekt gesammelt, ausgewertet und auf eine gesamtdeutsche Ebene aggregiert. Im Anschluss wurden Auswertungen zu den Themen räumliche Verteilung der installierten Kapazität der EE sowie dem Anteil EE-Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz anhand regionaler Fallbeispiele vorgenommen. Im Ergebnis ermöglichen die verschiedenen Ebenen das Nachvollziehen von Argumenten und Aussagen zur Einspeisesituation und deren Auswirkungen im entsprechenden Netzgebiet. Die Abbildung 13 auf der nachfolgenden Seite fasst die Ebenen der Betrachtung zusammen.

Abbildung 13: Aggregationsebenen der Betrachtung

Quelle: eigene Darstellung

4.3 Annahmen und Zeitdimension der Szenarien

Die hier zugrundeliegenden Annahmen lassen sich unterscheiden in allgemeine das Umfeld beschreibende und spezifische Annahmen, die einzelne Szenarien abgrenzen. Die erste allgemeine Annahme ist, dass die Wetterentwicklung nicht als dynamische Komponente in das Modell aufgenommen ist. Diese Annahme dient der Vereinfachung und schließt wetterabhängige Entwicklungen aus der Analyse aus. Zweifelsohne haben Parameter wie beispielsweise die Windgeschwindigkeit eine Auswirkung auf die Windstrommenge. Auf eine vertiefende Betrachtung solcher Einflussfaktoren und Zusammenhänge wird an dieser Stelle verzichtet; sie bieten aber weitergehendes Forschungspotenzial. Die zweite allgemeine Annahme ist, dass Vertrauensschutz für die Regulierung besteht und rückwirkend nicht in das Marktgeschehen und die rechtlichen Rahmenbedingungen eingegriffen wird. Dies betrifft insbesondere die finanzielle Ebene der vereinbarten Vergütungszusagen und -systeme. Im Ergebnis festigt diese Annahme die Grundlage der vorhandenen Daten. Die bisherige und die zukünftige Erzeugungsleistung bleiben für die Dauer der EEG-Förderung im Erzeugungsbetrieb und speisen den Strom ins öffentliche Netz ein. Darüber hinaus wird zugrunde gelegt, dass die installierte Leistung nach Ablauf der EEG-Förderung im System erhalten bleibt. Eine Simulation des Ausscheidens der Anlagen nach Ablauf der – in der Regel 20-jährigen – Förderungsdauer wird damit ausgeschlossen. Die Frage nach der Anschlussförderung stellt einen weiteren Forschungsbedarf dar, der in dieser Arbeit nicht behandelt wird. Die

dritte allgemeine Annahme ist, dass die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen vollständig in das Versorgungssystem integriert werden und der weitere Einsatz von Kraftwerken und Speichern marktgetrieben ohne zusätzliche regulatorische Anreize erfolgt. Es wird demgemäß in der Analyse davon ausgegangen, dass ein funktionierender steuerbarer Kraftwerkspark existiert, der die Anforderungen an die benötigte Flexibilität bei der Erhöhung und Verringerung der Stromerzeugung bewerkstelligt und zukünftige Erzeugungsspitzen in den Stromverbrauch integriert.

Ein weiterer Aspekt, der die Annahmen und Szenarien charakterisiert, ist die Zeitdimension. Als Anknüpfungspunkt dient die Nutzungsdauer der Wirtschaftsgüter im Netzbetrieb. Sie ist eine Indikation für die Zeiträume, die Netzbetreiber – mit bis zu 40 Jahren wirtschaftlicher und technischer Nutzungsdauer – zu überblicken haben. Der hier gewählte Zeithorizont umfasst rückblickend die Jahre 2010 bis einschließlich 2014 sowie voraussichtlich die Wegmarken 2025, 2035 und 2050.

4.3.1 Szenarien Über- und Untererfüllung Ausbaurkorridor EEG 2014

Als Basisszenario wird in dieser Dissertation der Ausbaurkorridor für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen gemäß EEG 2014 verwendet.¹ Der Grund hierfür ist zum einen die politische und rechtliche Relevanz dieses Entwicklungspfades für die gesamte Branche und Wertschöpfung. Zum anderen konkretisiert der Ausbaurkorridor die Ziele aus dem Energiekonzept für einzelne Erzeugungstechnologien. Dies bedeutet für die einzelnen Technologien differenzierte Ausbauvorgaben. Sie werden in den nachfolgenden Unterpunkten näher erläutert und in Verbindung mit den Szenarien konkret aufgezeigt.

Die Relevanz eines über- oder untererfüllten Ausbaus der EE im Rahmen des EEG 2014 wird durch reale Zahlen belegt. So ist 2014 beispielsweise beim Ausbau der Windenergie mit 4,4 GW ein neuer Jahresrekordwert im Zubau an installierter Leistung erreicht worden.² Darüber hinaus ist der vorgegebene Ausbaurkorridor für 2014 um 1 GW über-

¹ Die EEG Novelle 2016 wurde am 8. Juni als Gesetzentwurf vom Bundeskabinett verabschiedet. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Arbeit war das Gesetzgebungsverfahren noch nicht abgeschlossen.

² Der Nettozubau betrug im Jahr 2014 4.385,91 MW; s. *Deutsche WindGuard*, Windenergie, 2014, S. 1.

schritten worden. Im Ergebnis wird in diesem Szenario eine 10 %ige Übererfüllung zugrunde gelegt.¹

Im Untererfüllungsszenario werden die Ausbauziele für EE nicht erreicht. Dahinter verbirgt sich die Annahme, dass es zu gewissen Wendepunkten in dem betrachteten Zeitablauf kommen kann. Als Folge verändern sich die Rahmenbedingungen im Erzeugungsmarkt und zunächst vorgesehene Ausbauziele werden verfehlt. Beispiele hierfür sind ein verzögerter Netzausbau, der den Transport und Anschluss der EE verringert, oder eine fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung für den Ausbau der EE-Erzeugung. Im Ergebnis wird in diesem Szenario eine 10 %ige Untererfüllung angenommen.

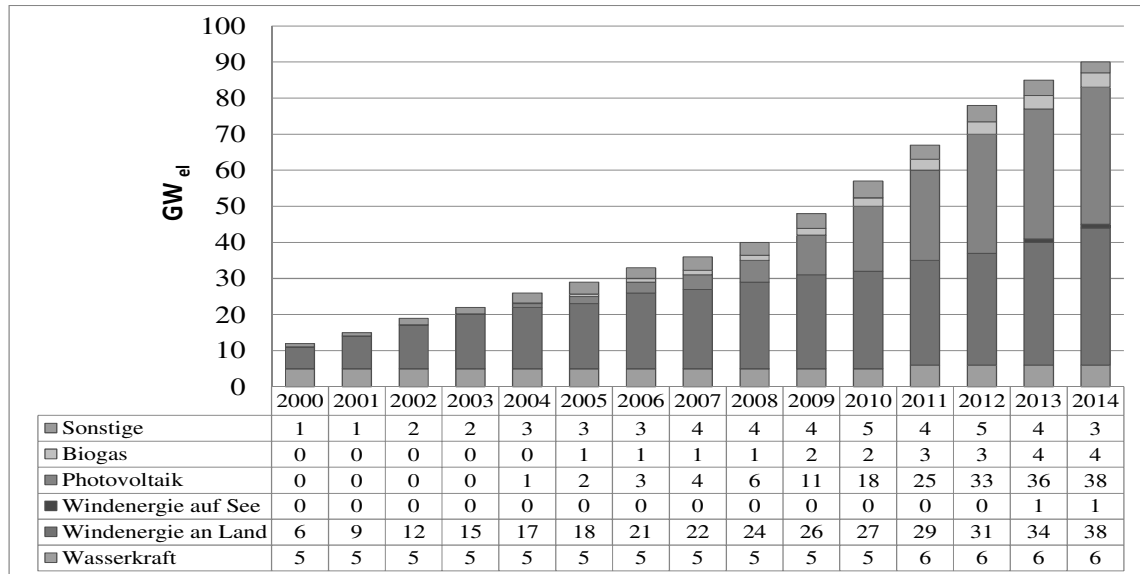
4.3.2 Entwicklung der installierten Leistung der EE

Wie stellt sich rückblickend die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten dar? Seit 2008 kam es zu einer signifikanten Steigerung der Erzeugungskapazitäten, insbesondere im Bereich der Photovoltaik. Hier wurden zwischen 2008 und 2013 30 GW an Erzeugungskapazität zugebaut. Im Bereich Wind kam es zu einer stetigen Steigerung, während die Entwicklung im Bereich Wasserkraft, Biogas und Sonstige² stagnierte. Insgesamt verdoppelten sich die installierten Kapazitäten zwischen 2008 und 2013 (vgl. Abb. 15).

¹ Die 1-GW-Überschreitung errechnet sich aus der Differenz des Zubaus von 4,4 GW und 3,4 GW maximaler Zubaupfad (2,6 GW für Windenergie an Land und 0,8 GW für Windenergie auf See).

² Sonstige umfasst biogene Festbrennstoffe, biogene flüssige Brennstoffe, Biogas, Klärgas, Deponiegas, den biogenen Anteil des Abfalls und Geothermie.

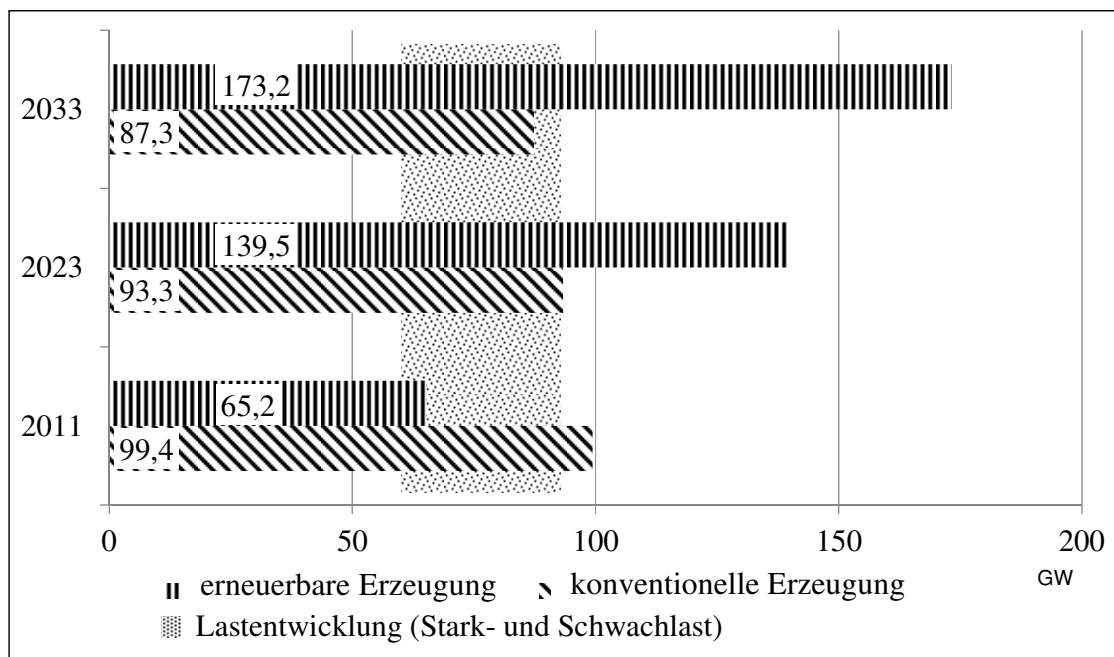
Abbildung 14: Installierte Leistung erneuerbarer Energien



Quelle: AGEE, Zeitreihen, 2015.

Die Planungen sehen für die Zukunft einen weiteren Ausbau vor. Dazu wird ein Anteil der EE am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 % bis 2020, mindestens 50 % bis 2030 sowie mindestens 80 % bis 2050 angestrebt (siehe Anlage I). Die nachfolgende Abbildung 15 zeigt die zweiseitige Herausforderung bei der konventionellen und regenerativen Erzeugerkapazität auf. Die drei Balken veranschaulichen von unten nach oben die Annahmen im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans in 2011, 2023 und 2033. Zum einen ist zu erkennen, dass die weiterhin benötigte Kapazität an steuerbarer (konventioneller) Kraftwerkskapazität von 99,4 GW im Jahr 2011 nur auf 87,3 GW im Jahr 2033 reduziert wird. Das bedeutet, dass ein Marktdesign gefunden werden muss, welches Anreize für diese benötigte installierte Kapazität hergibt. Zum anderen wird ersichtlich, dass sich der regenerative Zubau von 2011 mit 65,2 GW zu 173,2 GW im Jahr 2033 nahezu verdreifacht. Die Konsequenz daraus ist eine sich weiter erhöhende Infrastrukturintensität der deutschen Stromversorgung. Ebenso entsteht die Notwendigkeit, anreizkompatible Rahmenbedingungen für die Marktakteure zu schaffen, um den geplanten Zubau und die effiziente Integration in das Versorgungssystem zu realisieren.

Abbildung 15: Entwicklung installierter Erzeugungskapazität



Quelle: 50Hertz Transmission GmbH et al., Netzentwicklungsplan Strom, 2013, S. 35.

Die EEG-Reform 2014 hat dem Umbau auf der Erzeugungsseite eine Struktur verliehen, auf die sich nachgelagerte Wertschöpfungsstufen und ihre Akteure einstellen können. Die Verantwortlichen wollen eine planungssichere Basis und ein kontrollierbares Wachstum der installierten Leistung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen bewirken. Konkret wurden in der EEG-Reform 2014 technologiespezifische Ausbauziele für die einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechnologien aufgenommen (vgl. Tab. 5). In der letzten Spalte ist die gesetzlich gekoppelte Ausgestaltung der Einspeisevergütung angeführt.

Tabelle 5: Technologiespezifische Ausbauziele gemäß EEG 2014

Erzeugungstechnologie	Ausbaupfad	Ausgestaltung Einspeisevergütung
Windenergie an Land	2.400 – 2.600 MW netto p.a.	Senkung 0,4 % ab 2016 jeweilig zum Quartal, aber Sockelvergütung von 4,95 ct/kWh
Windenergie auf See	6.500 MW 2020, 15.000 MW 2030	kontinuierliche Absenkung der Einspeisevergütung, aber Sockelvergütung von 3,90 ct/kWh

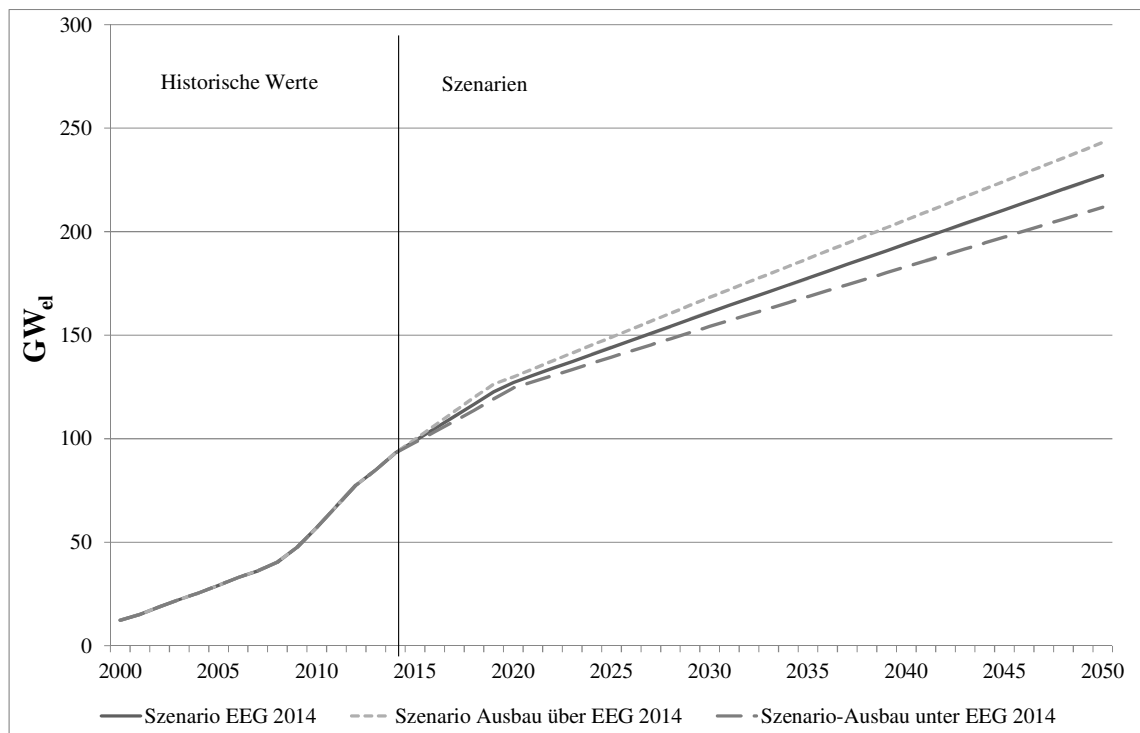
Erzeugungstechnologie	Ausbaupfad	Ausgestaltung Einspeisevergütung
solare Strahlungsenergie	2.500 MW brutto p.a.	Ende der Einspeisevergütung bei 52 GW _{el} installierter Leistung
Biomasse	100 MW brutto p.a.	Senkung 0,5 % ab 2016 jeweilig zum Quartal

Quelle: EEG 2014

Hervorzuheben sind die Begrenzung der Biomasse auf 100 MW Zubau pro Jahr und das Ende der Förderung der solaren Strahlungsenergie bei Erreichen des Ausbauziels von 52 GW_{el}. Der größte Teil des Zubaus wird durch die Windenergie an Land und auf See mit in Summe 3,4 GW jährlich bis 2030 geplant.

Auf dieser Grundlage ist die Entwicklung der installierten Leistung für die gesamten erneuerbaren Energien abgetragen und mit den prozentualen Annahmen der Szenarien berechnet. Abbildung 16 auf der nachfolgenden Seite zeigt die Entwicklungspfade der installierten Leistung in GW_{el}.

Abbildung 16: Installierte Leistung erneuerbare Energien im Szenariorahmen



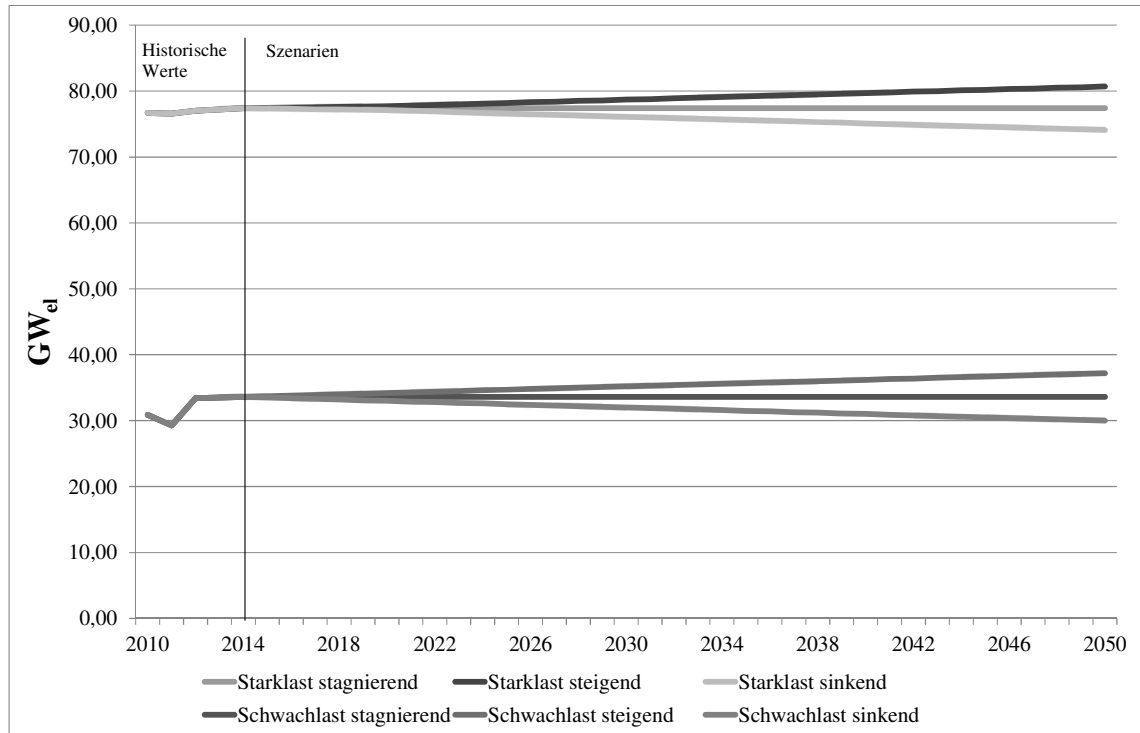
Quelle: eigene Darstellung, eigene Berechnung

4.3.3 Entwicklung der Verbrauchslast

Die Verbrauchslast in Deutschland ist der zweite Bereich der Szenarienbetrachtung. Im Energiekonzept findet sich keine konkrete Aussage zur Entwicklung der Verbrauchslast. Es wird ein geringerer Bruttostromverbrauch aufgeführt, der im Zeitraum 2030 bis 2050 um 25 % gegenüber 2008 abnimmt. Auswirkungen auf die Schwach- und Starkverbrauchslast und somit auf die Extremfälle sind nicht aufgeführt. Die Relevanz der Betrachtung der Verbrauchslast entsteht durch die benötigte gesicherte Erzeugungsleistung. Beim derzeitigen Niveau der Versorgungssicherheit bedeutet dies, dass die Jahresverbrauchshöchstlast mit gesicherter Leistung gedeckt sein muss.¹

Die Szenarien für die Verbrauchslast sind analog zu den Erzeugungsszenarien aufgebaut. Es gibt eine stagnierende, steigende und sinkende Verbrauchslast, die sich proportional auf die Schwach- und Starklastwerte auswirken. Die drei Szenarien erhalten ihre Relevanz aus der nicht vorhersehbaren Entwicklung der Verbrauchslast. Ein Beispiel ist die Elektromobilität. Sollte diese sich in größerem Umfang durchsetzen, ist mit veränderten Lastflüssen zu rechnen, die gleichermaßen die Stark- und Schwachlastwerte sowohl steigernd als auch senkend beeinflussen könnten. Die verwendeten Zahlen basieren auf den Jahresberichten der Übertragungsnetzbetreiber und sind im Szenario Stark- und Schwachlast stagnierend unverändert fortgeschrieben. Für die steigende und sinkende Variante ist jeweils eine jährliche Veränderungsrate von 0,1 GW eingesetzt. Dieser Wert ist ab 2015 bis einschließlich 2050 in das Modell eingerechnet (vgl. Abb. 18).

¹ Vgl. *Deutsche Energie-Agentur*, Netzplanung, 2008, S. 16 f.

Abbildung 17: Entwicklung der Verbrauchslastextreme im Szenariorahmen

Quelle: eigene Darstellung, Historische Daten ÜNB, Szenarien eigene Berechnungen

4.4 Ausgewählte Ergebnisdarstellung zur zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Verbrauch

Der Tatsache folgend, dass Netzbetreiber ihre Netze auf Extremsituationen vorbereiten, sind die beiden überlagerten Extremsituationen starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Verbrauchslast sowie schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Verbrauchslast aufgearbeitet. Dies berücksichtigt ein mögliches Zusammentreffen der Einspeise- und Lastsituationen.

4.4.1 Fallbeispiel: Starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Verbrauchslast

Ausgangssituation Netzbetreiber:

Dieses Fallbeispiel ist konstruiert aus der gemeinsamen maximalen Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen und der minimal abgerufenen Verbrauchslast für die Jahre 2010, 2012 und 2014. Gemäß EnWG und EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Netzkapazität so auszubauen und zu ertüchtigen, dass auch bei geringer Abnahme eine

hohe Einspeisung realisiert werden kann.¹ Die Gesamtkleinlast stellt einen Richtwert für die Netzbetreiber dar. Sie gibt Orientierung für belastungsschwache Zeiten, die z. B. zum Durchführen von Instandhaltungsmaßnahmen genutzt werden.

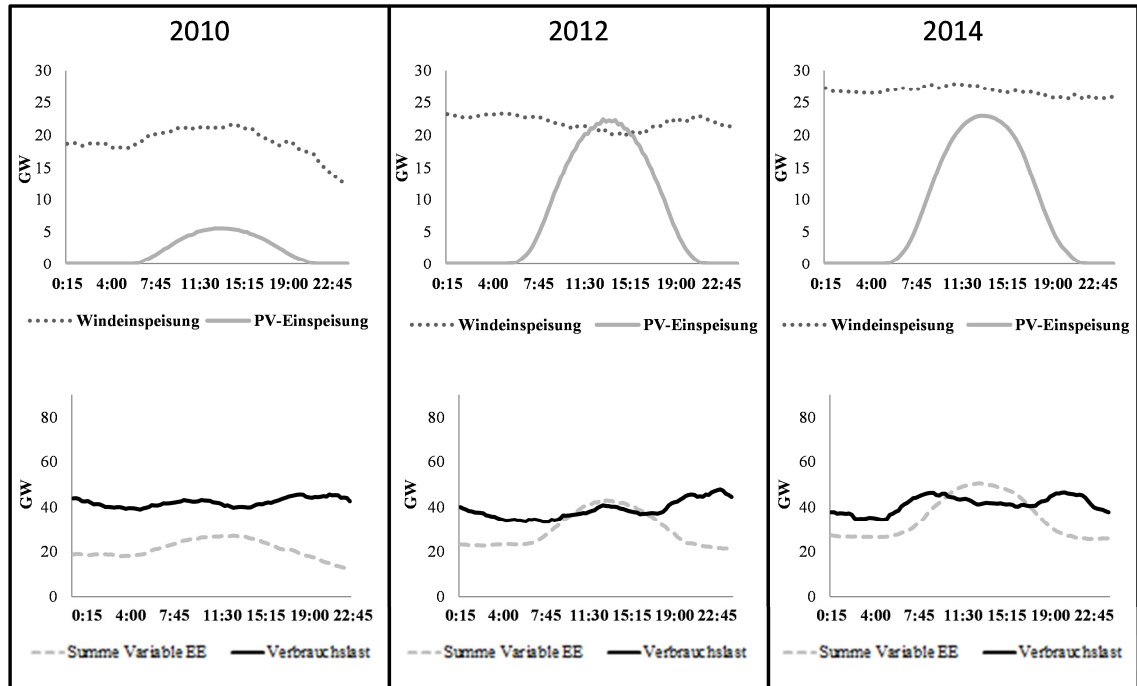
Ausgangssituation Erzeuger:

Ausgewählt wurde der Tag innerhalb eines Jahres, an dem die kumulierte Einspeisung der beiden Energieträger den maximalen Wert erreicht. Dies kann zur Folge haben, dass es einzelne Tage gibt, an denen der jeweilige Energieträger alleinig mehr eingespeist hat. Von Interesse ist jedoch die gemeinsame maximale Einspeisung. Sie kann bei einer bestimmten Versorgungssituation (abhängig von Wetter, Last und Wochentag) gleich oder höher als der Verbrauch sein. Hierdurch können in Simulationen Zeitpunkte eines verbrauchslastdeckenden Dargebots herausgearbeitet sowie das Potenzial von Überspeisungssituationen abgeschätzt werden.

Die auf der nächsten Seite stehende Abbildung 18 zeigt das Analyseergebnis exemplarisch für 2010, 2012 und 2014. Die Diagramme sind zweiteilig aufgebaut. Im oberen Diagrammbereich ist der Einspeisegang von Wind und PV abgetragen. Im unteren Diagrammbereich sind der aggregierte maximale Einspeisegang von Wind und PV zusammen mit der Gesamtkleinlast abgebildet. Wären somit die maximale Einspeisung und die minimale Last zusammengefallen, hätte es seit 2012 jährlich Zeitpunkte gegeben, an denen zwischen 10:15 Uhr und 17:00 Uhr bilanziell eine Stromversorgung alleinig aus Wind- und PV-Einspeisung ausgereicht hätte. Für 2014 hätten im Einspeisemaximum um 13:00 Uhr 50.494 MW Erzeugungslast alleinig aus Wind- und PV-Anlagen 41.321 MW Verbrauchslast – aus der Netzeinspeisung zurückgerechnet (siehe Punkt. 4.1) – gegenübergestanden. Im Ergebnis zeigt dieses Fallbeispiel die Versorgungsmöglichkeiten alleinig durch die Einspeisung von Wind und PV, aber auch die Herausforderungen, die aus den Strommengen der Überschusserzeugung in der zukünftigen Versorgung erwachsen.

¹ S. § 11 Abs. 1 EnWG; § 8 und 12 EEG 2014.

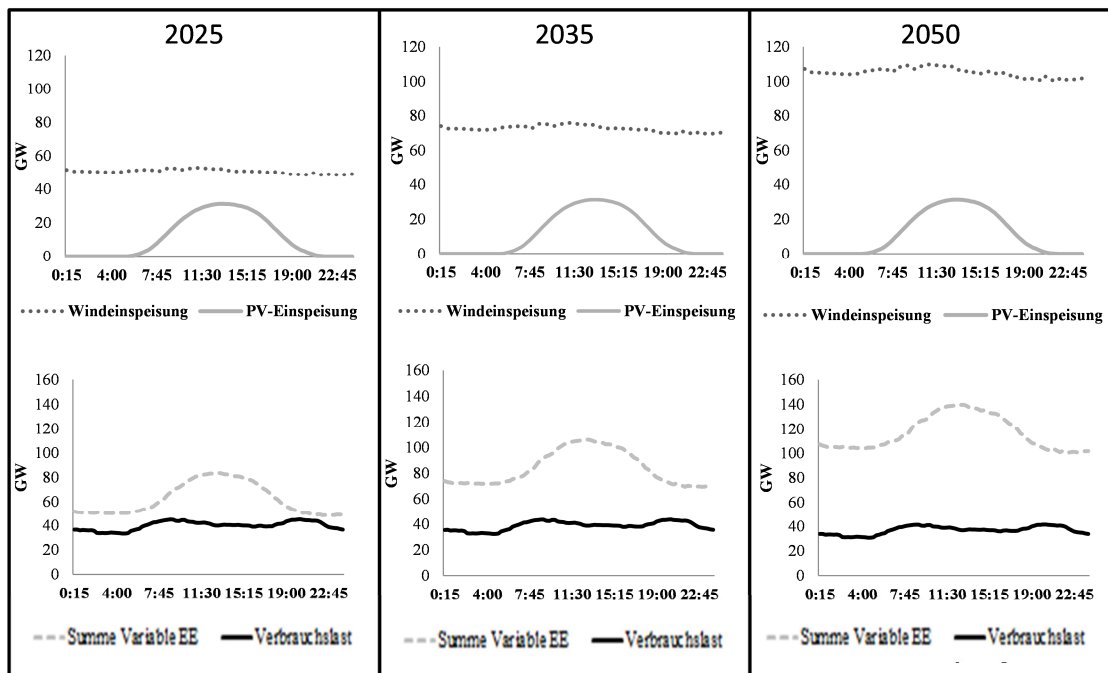
Abbildung 18: Ergebnisbeispiel „Starke Einspeisung und schwache Verbrauchslast“



Quelle: eigene Darstellung, Daten ÜNB 2010-2014

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Szenarien wächst die Einspeisung in den kommenden Jahren kontinuierlich weiter. Bereits 2025 wird im Szenario „Erzeugung EEG 2014 und sinkende Last bei Zusammentreffen der maximalen Einspeisung und der minimalen Last“ für 24 Stunden der Strombedarf gedeckt. In der weiteren Entwicklung für 2035 und 2050 steigt diese Übererzeugung bis auf das Verhältnis von gerundet 1:3 an. 2050 würde in dem genannten Szenario neben der kompletten Versorgung zusätzlich die doppelte Menge an Strom produziert. Die nachfolgende Abbildung 19 bildet die Ergebnisse grafisch ab. Der Aufbau der Diagramme ist analog Abbildung 18.

Abbildung 19: Ergebnisbeispiel „Starke Einspeisung und schwache Verbrauchslast“ im Szenario EEG 2014 und sinkende Netzlast



Quelle: eigene Darstellung

Abgeleitete Ergebnisse / Thesen aus dem Beispiel

Das zeitliche Auseinanderfallen der Erzeugungs- und Verbrauchslast bleibt ein bestimmendes Thema in der Energiewende. Auf gesamtdeutscher Ebene kommt es im Ausbauszenario EEG 2014 erstmals zwischen 2020 und 2025 bei maximaler Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen alleinig durch diese Energieträger zur vollständigen Deckung der abgerufenen Last. Für lokale Netzgebiete kann angenommen werden, dass diese Situation bereits vorhanden ist.

Eine derartige Einspeisesituation muss seitens der Netzbetreiber beherrscht werden. Infolgedessen wird die Netzplanungsgrundlage der Anschluss- und Transportkapazitäten mit maximaler Lastbewältigung durch den Aspekt maximale Übertragungsfähigkeit ergänzt. Dies betrifft als Investitionsobjekt insbesondere die Umspannwerke der Netzgebiete, die überschüssigen Strom abtransportieren und bidirektionale Leistungsflüsse bewältigen müssen. Hier ist das Verhältnis der Spitzenleistung der installierten erneuer-

baren Erzeugungstechnologien Wind und PV sowie der installierten Trafoleistung für die anschließende Trafostation als neues Planungskriterium zu nennen.¹

Im Ergebnis stellen die Einspeisesituationen und das Einspeisemaximum mittel- bis langfristig bei einem entsprechend steuerbaren Reservekraftwerkspark eine beherrschbare Situation dar. Dies liegt im vorhersehbaren Zeitraum der Einspeisung aus PV-Anlagen begründet. Weiterhin wird durch die Prognose der Wind- und PV-Anlagen die Übertragungs- und Verteilplanung beim Netzbetreiber vorbereitet. Aus Systemsicht sind die Fragen des Umgangs mit starken Prognoseabweichungen, Erzeugungsüberschüssen und gesicherter Erzeugungskapazität wichtig. Ferner steigt der Systemdienstleistungsbedarf. Bisher liegt diese Verantwortung beim ÜNB. Allerdings könnte in Zukunft eine Veränderung notwendig werden.

4.4.2 Fallbeispiel: Schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Verbrauchslast

Ausgangssituation Netzbetreiber:

Dieses Fallbeispiel besteht aus der gemeinsamen minimalen Erzeugungslast von Wind- und PV-Anlagen und der maximalen abgerufenen Verbrauchslast für die Jahre 2010, 2012 und 2014. Die maximale Verbrauchslast stellt eine wichtige Kennzahl für die Netzbetreiber dar. Sie zeigt die höchste Auslastung der Netzbetriebsmittel in Netzgebieten unter Ausschluss möglicher dezentraler Erzeugung. Gleichwohl kann es in Netzgebieten mit schwacher Verbrauchslast vorkommen, dass der Maximalfall der Auslastung einer Netzebene nicht durch den Verbrauch, sondern durch die Wind- oder PV-Einspeisung hervorgerufen wird. Aus dem Fallbeispiel erwächst die Verpflichtung, auch für die Tage und Versorgungssituationen mit minimaler Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen eine Stromversorgung sicherzustellen.² Dazu bedarf es ausreichend steuerbarer Erzeugungskapazität. Im Ergebnis bedeuten diese Versorgungssituationen für die Netzbetreiber eine temporäre Rückkehr zum bisherigen Versorgungsparadigma.

¹ Vgl. *Klauser, D.*, Wetterdaten, 2015, S. 3.

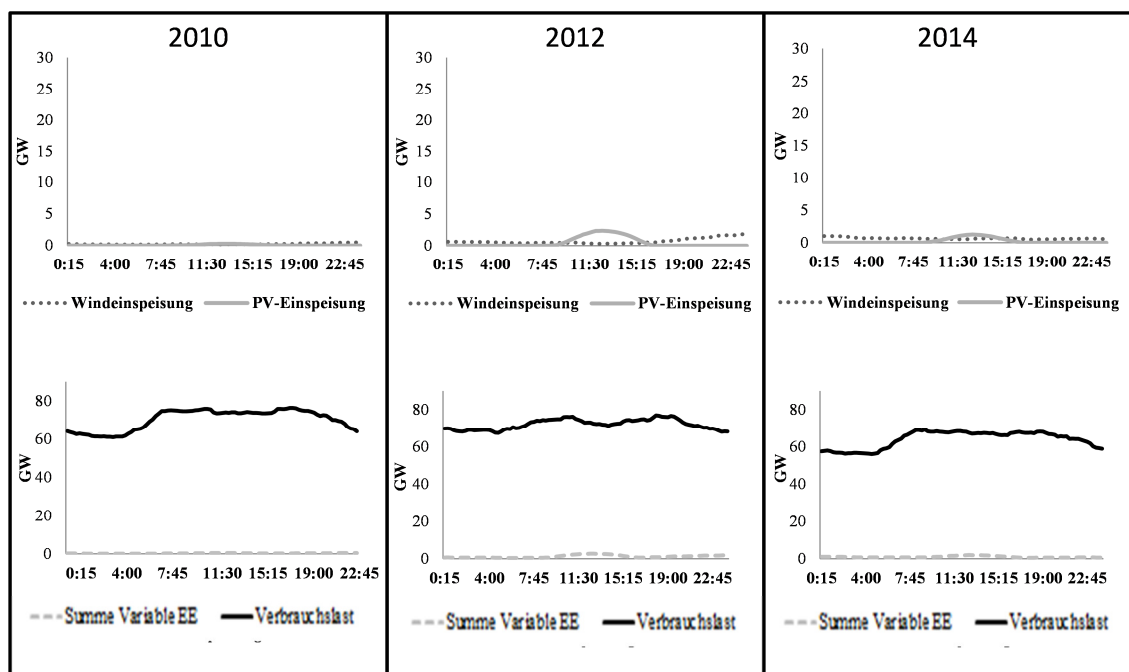
² S. § 2 Abs. 1 EnWG i.V.m § 1 EnWG Abs. 1.

Ausgangssituation Erzeuger:

Dem Fallbeispiel liegt der jeweilige Tag eines Jahres zugrunde, an dem die kumulierte Erzeugungslast der beiden Energieträger Wind und solare Strahlungsenergie den minimalen Wert erreicht. Auf dieser Grundlage ist die maximale Residuallast errechnet und dient wiederum als Basis zur Abschätzung der benötigten gesicherten Erzeugungskapazität.¹

Die nachfolgende Abbildung 20 gleicht in ihrer Systematik der Abbildung 19 und stellt die Analyseergebnisse für dieses Fallbeispiel dar.

Abbildung 20: Ergebnisbeispiel „Schwache Einspeisung und starke Verbrauchslast“

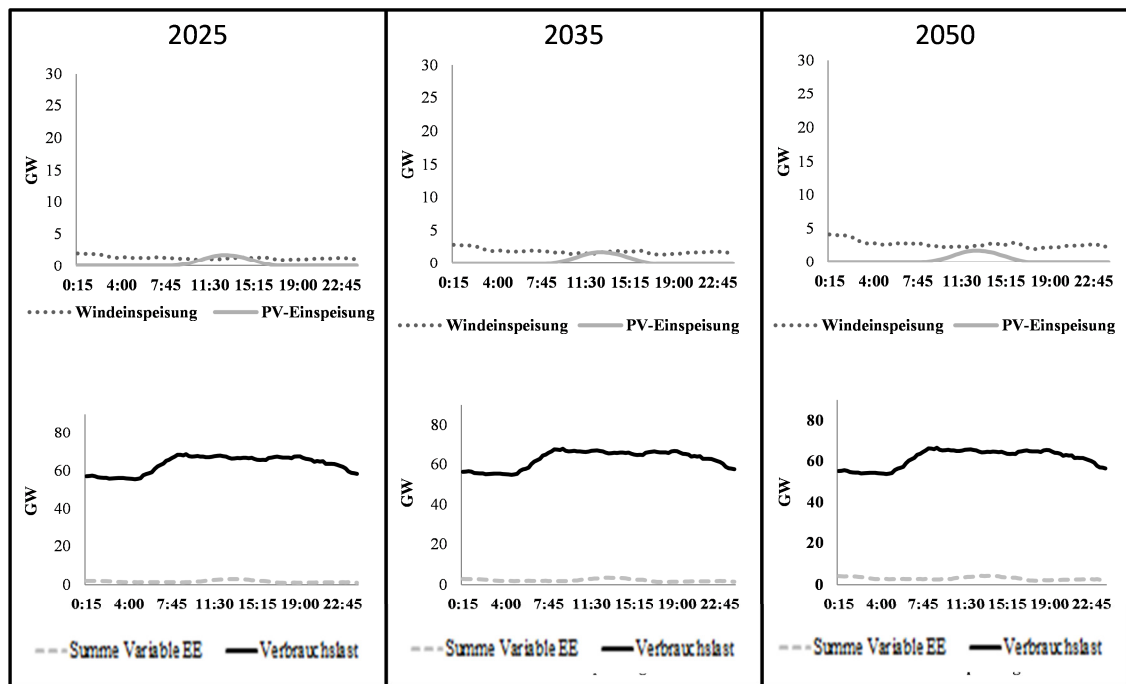


Quelle: eigene Darstellung

Die nachfolgende Abbildung 21 zeigt die Ergebnisse für 2025, 2035 und 2050 auf, die dem Fallbeispiel entsprechen. Der Aufbau der Diagramme ist analog zu Abbildung 20.

¹ Residuallast ist die Differenz zwischen Verbrauchslast und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Abbildung 21: Ergebnisbeispiel „Schwache Einspeisung und starke Verbrauchslast“ im Szenario EEG 2014 und konstante Last



Quelle: eigene Darstellung

Abgeleitete Ergebnisse / Thesen aus dem Beispiel

Für den Zeitraum von 2010 bis 2014 hat es für diese Fallbeispiele keine ausreichende, ganztägige Stromversorgung allein aus Wind- und PV-Einspeisung gegeben. Die Simulation zeigt, dass für die Jahre 2025, 2035 und 2050 eine Versorgung an minimalen Einspeisetagen allein aus Wind- und solarer Strahlungsenergie ebenfalls nicht genügt, um die Nachfrage zu decken. 2050 würde ein größerer Anteil an Einspeisung im minimalen Einspeisefall erfolgen. Das bedeutet, die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen würde nicht zur Netzlastdeckung ausreichen und lediglich eine ergänzende Rolle übernehmen.

Das Problem der eingeschränkten Benutzungsstunden von Wind- und PV-Anlagen bleibt somit weiterhin bestehen, da die Charakteristika der Energieträger und deren Einspeisung vorhanden bleiben. Durch den Ausbau erhöht sich im Zeitablauf die minimale Einspeisung. Unter den hier getroffenen Prämissen wird es auch im Jahr 2050 Tage geben, an denen eine ausreichende Stromversorgung allein aus Wind- und PV-Anlagen nicht möglich ist.

Die Absicherung der Netzreserve bleibt folglich eine bestimmende Systemkomponente für die Netzbetreiber. Theoretische Möglichkeiten zur Lösung der Problematik bieten der Speichereinsatz und die Vorhaltung ausreichend steuerbarer Kraftwerkskapazitäten. Diese Aspekte sind Teil der konkreten Auswirkungen der Energiewende und der Entwicklung der erneuerbaren Energien auf die Stromverteilnetze. Sie werden im Kapitel 5 betrachtet.

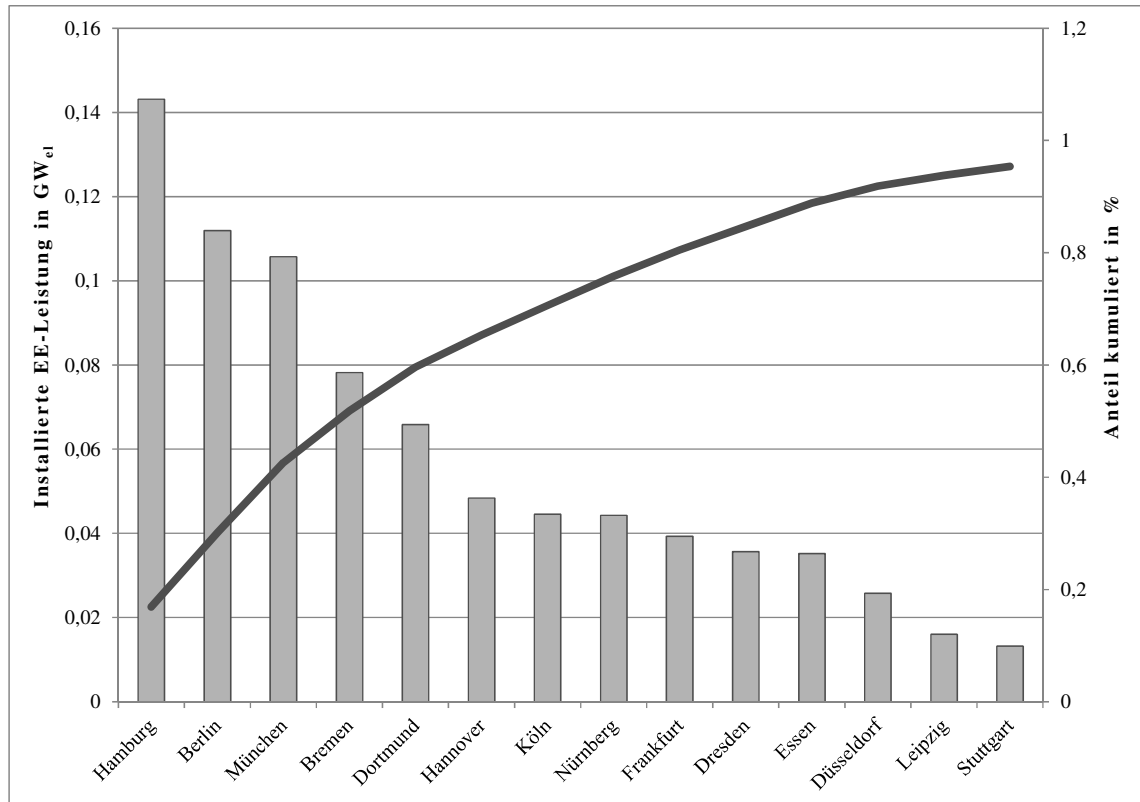
4.5 Ausgewählte Ergebnisdarstellung zur räumlichen Verteilung der installierten Erzeugungskapazität

Die räumliche Verteilung der installierten erneuerbaren Energien in Deutschland ist unterschiedlich. Dieser Untersuchungsgegenstand ist bereits umfangreich erforscht (siehe Ausführungen Punkt 5.6.3). Eine aufschlussreiche Einteilung ist in urbane und ländliche VNB möglich. Urbane VNB weisen demnach eine größere Lastdichte aus. Die versorgte Fläche ist kleiner und beinhaltet proportional mehr Entnahmestellen. Ländliche VNB hingegen weisen weniger Netzknoten je versorgter Flächeneinheit auf. Infolgedessen ist die Verbrauchslast geringer.

4.5.1 Fallbeispiel: Erneuerbare Erzeugungsleistung

Die nachfolgend aufgearbeiteten Daten aus dem EEG-Anlagendatenstamm zeigen, dass knapp 75 % aller EEG-Erzeugungskapazität bei 15 Flächenverteilnetzbetreibern installiert ist. Im Gegensatz dazu sind bei den VNB der 14 größten Städte in Deutschland 1 % der EEG-Erzeugungskapazität installiert. Dies zeigt, dass die Flächenverteilnetzbetreiber mit deutlich mehr Einspeisung aus EE-Anlagen konfrontiert sind. Die Folge ist ein höherer Bedarf an Netzausbau und Netzoptimierung. Die nachfolgende Abbildung 22 präsentiert zunächst die urbanen VNB. Diese wurde mittels der Einwohnerzahlen der 14 größten deutschen Städte zusammengestellt. Die hier angezeigte Reihenfolge entspricht jedoch nicht der Einwohnerzahl, sondern der installierten EE-Leistung in GW zum Zeitpunkt 31.12.2013. Hierbei verzeichnet die Firma Stromnetz Hamburg mit 0,143 GW die höchste installierte Leistung. Auf der Sekundärachse sind die Anteile kumuliert in Prozent im Vergleich zur gesamten installierten Leistung abgetragen. Diese Statistik wird durch die Linie im Bild grafisch dargestellt. Im Ergebnis ist in dieser Gruppe rund 1 % der gesamten erneuerbaren Leistungen installiert.

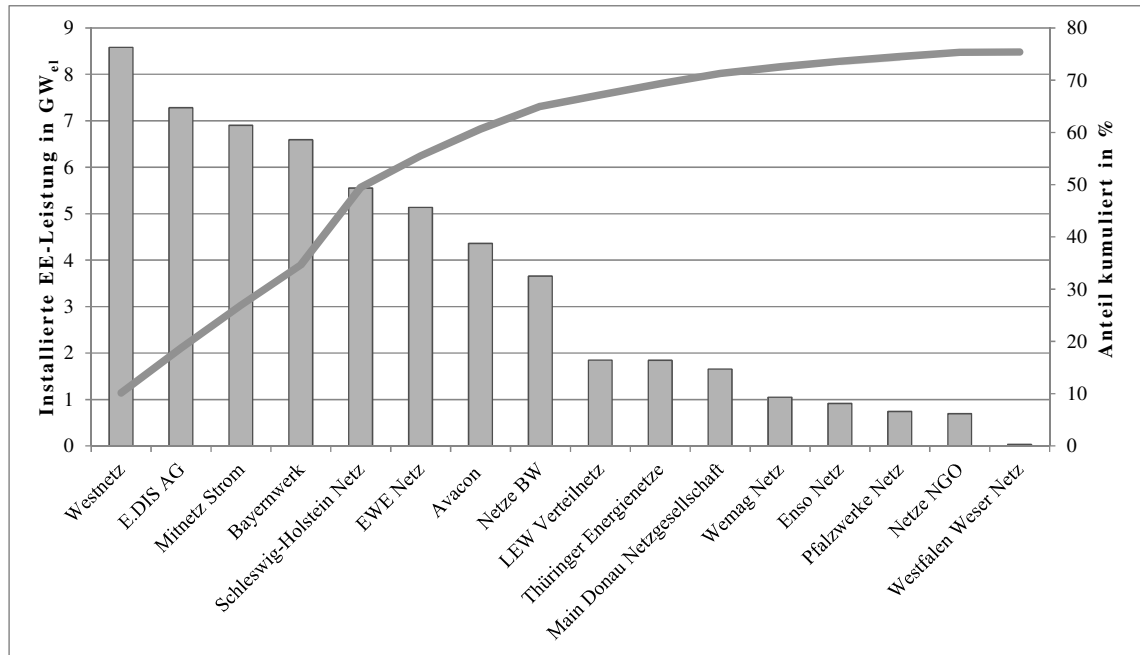
Abbildung 22: Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien bei urbanen VNB



Quelle: eigene Darstellung; 50Hertz Transmission GmbH, Amprion, Tennet TSO und TransNet BW, Anlagestammdaten, Stand 2014

Die Abbildung 23 „Verteilung der installierten Leistung bei ländlichen Verteilnetzbetreibern“ auf der nachfolgenden Seite wurde aufgrund der Menge an installierter Leistung zusammengestellt. Sie enthält die 16 VNB mit der jeweils größten installierten Leistung an EE-Anlagen. Grundlage der Auswahl ist, die große Spannbreite zwischen den installierten Leistungen aufzuzeigen. So ist die Firma Westnetz mit 8,579 GW installierter EE-Leistung im Vergleich zu der Firma Westfalen Weser Netz, die 0,03 GW installierter Leistung aufweist, um ein Vielfaches höher mit der Einspeisung aus EE-Anlagen konfrontiert. Der Verlauf der Linie zeigt, dass bereits bei den ersten fünf ländlichen VNB: Westnetz, E.DIS, Mitnetz Strom, Bayernwerk und Schleswig-Holstein Netz 50 % der deutschlandweit gesamten kumulierten EE-Leistung installiert sind.

Abbildung 23: Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien bei ländlichen VNB



Quelle: eigene Darstellung; 50Hertz Transmission GmbH, Amprion, Tennet TSO und TransNet BW, Anlagestammdaten, Stand 2014

Für die Bewältigung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien ergibt sich eine räumliche Asymmetrie. In ländlichen Versorgungsgebieten mit einer niedrigeren Lastdichte finden sich, aufgrund der weniger stark ausgeprägten Flächenrestriktionen, größere Mengen an installierter Leistung. Der logische Schluss ist, dass es in diesen Regionen zu einem Energieüberschuss kommen kann, aus dem Exportmöglichkeiten resultieren. Im Ergebnis sind diese Regionen aus Netzbetreibersicht erzeugungsdominiert. In Abgrenzung dazu verbleiben die urbanen Versorgungsgebiete aufgrund der höheren Lastdichte mit einem Verbrauchsbedarf. Folglich sind diese Regionen aus Netzbetreiberperspektive weiterhin verbrauchsdominiert. Dieser Unterschied wirkt sich auf die Netzführung und Versorgungsparadigmen aus. Es entstehen dynamisch wechselnde Erzeugungssituationen, die insbesondere in Netzgebieten mit Erzeugungsüberschuss zu einem Wechsel von Stromimporten und -exporten führen. Hierauf müssen die Netzinfrastruktur und der Netzbetrieb vorbereitet sein.

4.5.2 Fallbeispiel: Anteil EE-Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz

Die in den vorangegangenen Schritten aufgezeigten regionalen Unterschiede in der EE-Erzeugung führen zu regionalen Unterschieden im Netzausbau- und Netzertüchtigungs-

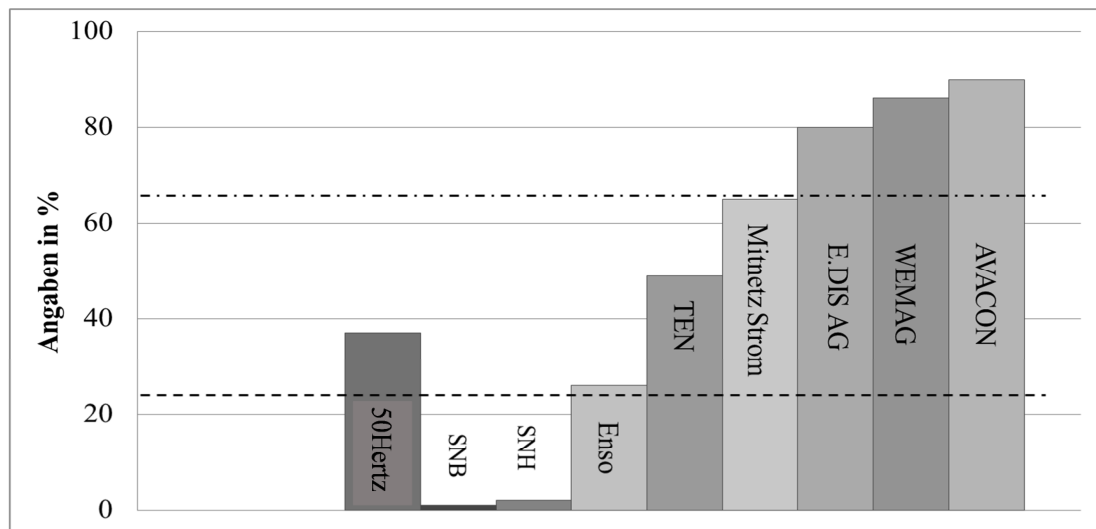
bedarf. Das hier aufgezeigte Fallbeispiel verdeutlicht die Heterogenität der Netzgebiete. Gleichwohl sind für die gesamte Regelzone von 50Hertz Transmission GmbH gemeinsame Charakteristika der Verteilnetzbetreiber zu sehen.¹ Diese sind:

- niedrige Last,
- hohe Einspeisung durch fluktuierende erneuerbare Erzeugungsanlagen,
- vergleichsweise geringe Anzahl von Industrieabnehmern sowohl als absolute Anzahl als auch nach Verbrauch,
- tendenziell abnehmende Bevölkerungszahlen.²

Die nachfolgende Abbildung 24 verdeutlicht den Aspekt der hohen Einspeisung durch fluktuierende erneuerbare Erzeugungsanlagen. Hier wird der Anteil der EE-Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz in Prozentwerten für 2013 aufgezeigt. Die 50Hertz-Transmission-GmbH-Regelzone liegt mit einem Anteil von – im arithmetischen Mittel – 37 % weit über dem Bundesdurchschnitt von 23 %. Vier der acht VNB haben 2013 bereits einen Anteil von 65 % oder mehr erreicht. Dies entspricht der Zielmarke aus dem Energiekonzept für 2040. Die beiden aufgeführten städtischen VNB Berlin und Hamburg kommen auf 1 % bzw. 2 %. Auch dies ist ein Beleg für die unterschiedlichen Erzeugungsherausforderungen der VNB.

¹ Vgl. *Kooperation der Verteilnetzbetreiber in Nord-/Ostdeutschland und des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH*, Systemdienstleistungen, 2014, S. 3.

² Vgl. *Berthold P.*, Energy, 2014, S. 6; vgl. *EDIS AG*, Info-Veranstaltung, 2014, S. 31ff.

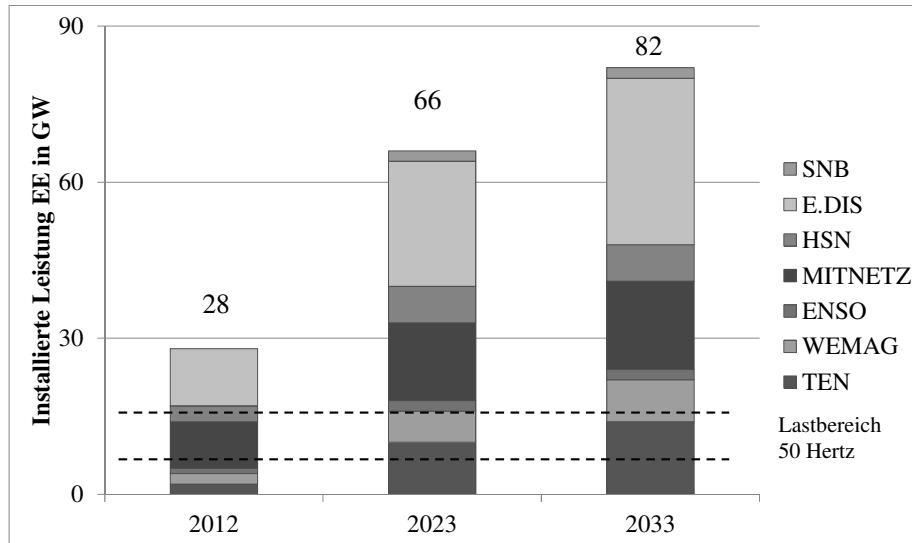
Abbildung 24: Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Letztverbraucherabsatz

Quelle: Kooperation der VNB in Nord-/Ostdeutschland und des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH; Stand: 31.12.2013.

Basierend auf Zahlen aus dem Netzentwicklungsplan 2013 hat das Institut Grid Lab einen Zukunftsausblick für diese Regelzone und die einzelnen VNB errechnet. In der Abbildung 25 werden die Zahlen mit der Stark- und Schwachlast in der Regelzone von 50Hertz Transmission GmbH aus 2012 in Verbindung gesetzt. Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass das Überschusspotenzial in Zukunft im Vergleich zu den Lastspitzen überproportional zunehmen wird. Die installierte Leistung der EE wird die nord-/ostdeutschen VNB in „Flächenkraftwerke“ umwandeln. Neben der Stromverteilungsaufgabe kommt eine Übertragungsaufgabe für die örtlichen Netzbetreiber hinzu. Für städtische VNB ist diese Entwicklung aufgrund der Flächenrestriktion nicht zu erwarten. Im Vergleich zur Spitzenlast von 16,5 GW aus dem Jahr 2015 wird die installierte Leistung der erneuerbaren Energien von 28 GW im Jahr 2012 auf 66 GW im Jahr 2023 und 82 GW im Jahr 2033 anwachsen.¹ Das entspricht einem Verhältnis der Spitzenlast zur maximalen Erzeugungslast im Jahr 2012 von bereits 1 zu 1,69, im Jahr 2023 1 zu 4 und im Jahr 2033 1 zu 4,96.

¹ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH, Netzeinspeisung, 2015.

Abbildung 25: Installierte Leistung erneuerbarer Energien bei den östlich-ländlichen VNB



Quelle: eigene Darstellung; Daten aus dem Energiekonzept und dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2023/33, Gridlab, Stand: Oktober 2013

4.6 Sensitivitätsanalyse: Fortschreitender Ausbau der PV-Erzeugung und Überschusspotentiale für Speicher

Die Sensitivitätsanalyse dient der Überprüfung der Gesamtergebnisse und der Untersuchung von Einzelaspekten.¹ Sie kann in der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie mit der Randbedingung *ceteris paribus* unabhängig von anderen Umfeldfaktoren und -aspekten untersucht werden. Ziel ist es, den Effekt von identifizierten Entwicklungsgrößen auf die Gesamtentwicklung zu erfassen. Übersetzt in den energiepolitischen Rahmen dieser Arbeit dient die Sensitivitätsanalyse einem weiteren Erkenntnisgewinn für die energiepolitische Debatte über die Anreizkompatibilität.²

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien hängt von mehreren Größen ab und weist daher eine Vielzahl von Sensitivitäten auf. Die vorliegende Sensitivität kombiniert die Bereiche Erzeugung und Speicher.³ Im Mittelpunkt stehen die Auswirkung eines fort-

¹ Vgl. *VDE Demand Side Integration*, 2012, S. 119 ff.

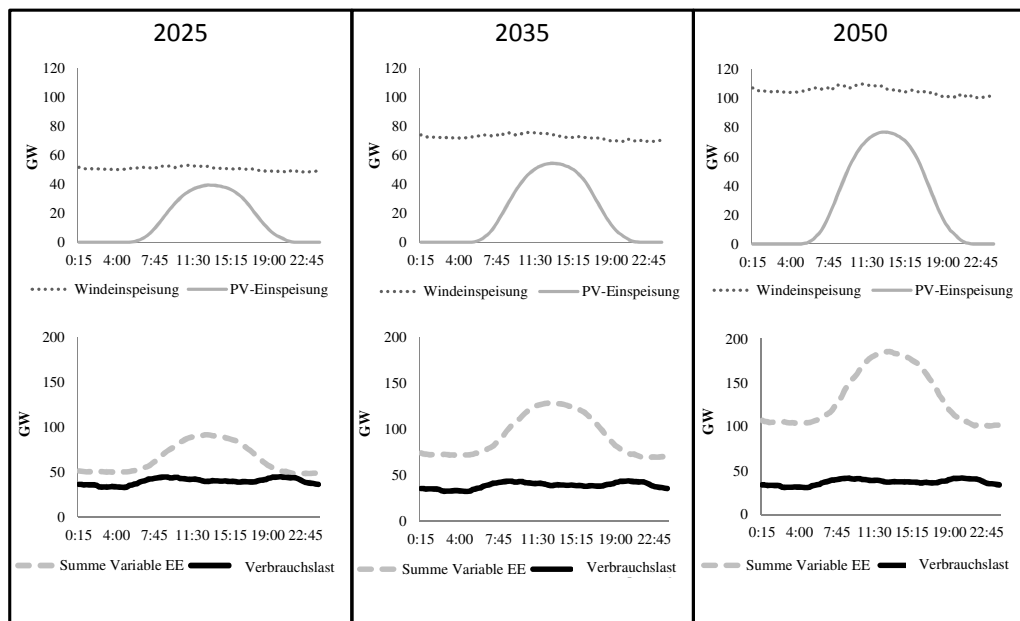
² Vgl. *50Hertz Transmission GmbH et al., Sensitivitätenbericht*, 2014, S. 5.

³ Der Bereich Verbrauch wird in Abgrenzung zur empirischen Analyse bei der Sensitivitätsanalyse nicht weiter untersucht. Zum einen sind in den vorangegangenen Szenarien Entwicklungsmöglichkeiten der Verbrauchslast aufgezeigt. Zum anderen hat das Ziel der Bundesregierung, eine Brutto-Stromverbrauchsreduzierung um 25 % bis 2050 zu erreichen, keine unmittelbare Auswirkung auf die Stark- oder Schwachlastwerte. Vielmehr sind durch die erhöhte erneuerbare Erzeugung auch Entwicklun-

schreitenden Ausbaus der PV-Erzeugung und die dadurch entstehenden Überschusspotentiale für Speicher.

Ausgangssituation: Die Ausbaugrenze der Bundesregierung, bei der die EEG-Einspeisevergütung für PV-Erzeugung endet, liegt bei 52 GW installierter Leistung.¹ Bei dieser Sensitivität wird zum einen ein darüber hinaus gehender Ausbau untersucht, zum anderen, wie er sich auf die Fallbeispiele der zeitlichen Verteilung der Erzeugungssituationen auswirkt. Die Darstellung folgt der Annahme, dass der Strom weiter vollständig ins Netz eingespeist wird und der jährliche netto Kapazitätszubau bis zum Jahr 2050 mit 2,5 GW_{el} kontinuierlich fortläuft. Auswirkungen auf die Verbrauchslast sind nicht Teil der Analyse. Die auf der nächsten Seite nachfolgenden Abbildungen 26 und 27 zeigen Auswirkungen für die Fallbeispiele „Starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Last“ und „Schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Last“ auf.

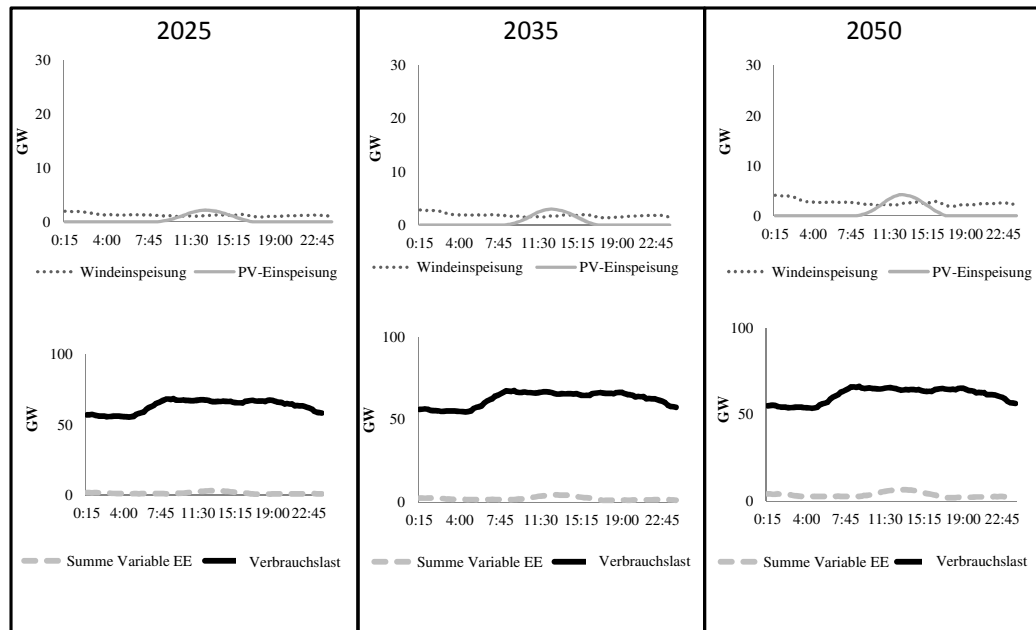
Abbildung 26: Sensitivität – Fallbeispiel: Starke Wind- und PV-Einspeisung und schwache Last



Quelle: eigene Darstellung

gen denkbar, in denen Last zugeschaltet wird. Dies hätte trotz der angestrebten Gesamtverbrauchsreduktion eine Lastspitzenerhöhung zur Folge. Ein betroffener Themenbereich ist die derzeitige mengenbasierte Netzentgeltsystematik.

¹ S. § 31 Abs. 6 EEG 2014.

Abbildung 27: Sensitivität – Fallbeispiel: Schwache Wind- und PV-Einspeisung und starke Last

Quelle: eigene Darstellung

Abgeleitete Ergebnisse und Thesen aus dem Beispiel

Ein weitergehender Ausbau der PV-Erzeugung erhöht die Erzeugungslastspitze überproportional im Vergleich zur Verbrauchslastspitze. Der konkrete Vergleich innerhalb der empirischen Analyse zeigt, dass zwischen den Jahren 2014 und 2050 das viertelstundenbasierte, maximale Delta zwischen starker Erzeugung und schwachem Verbrauch überproportional ansteigt. So erhöht es sich von 9.227 MW_{el} im Jahr 2014 auf 148.583 MW_{el} im Jahr 2050. Ferner wird durch den kombinierten weiteren Ausbau von Wind und PV in dieser Fallkonstellation eine ganztägige Situation erreicht, in der allein Wind- und PV-Einspeisung die Verbrauchslast decken konnten. Im Jahr 2014 überstieg der Verbrauch die Erzeugung im Maximum um 19.823 MW_{el}. Diese Situation tritt in den nachfolgenden Jahren nicht mehr auf. So übertrifft 2025 die Erzeugung den Verbrauch den gesamten Tag. Das minimale Delta beträgt 4.680 MW_{el}. Die nachfolgende Tabelle 6 enthält die Berechnungen.

Tabelle 6: Delta zwischen Erzeugungs- und Verbrauchslast

Fallbeispiel „Starke Erzeugung und schwacher Verbrauch“	2014	2025	2035	2050
Maximales Delta Erzeugungs- und Verbrauchslast in MW _{el}	9.227	51.795	90.495	148.583
Minimales Delta Erzeugungs- und Verbrauchslast in MW _{el}	-19.823	4.680	26.956	60.370

Quelle: eigene Berechnungen

Der geschilderte Umstand ist von den Netzbetreibern zu beachten, da das Netzmanagement Anpassungen erfordert. Um den erzeugten Strom nutzen zu können, ist die Flexibilitätsoption Speicherung eine Möglichkeit, da sie das zeitliche Auseinanderfallen sowie die regionalen Unterschiede zwischen Erzeugungs- und Verbrauchslast aufzufangen.¹ Ein netzdienlicher Speichereinsatz vermeidet Engpässe und Überlastungen im lokalen Stromnetz.² Der Einsatz von Speichern ist weiterhin praktikabel, da die Überschusserzeugung eingespeichert und anschließend zeitlich flexibel abgerufen werden kann.³ In dem berechneten Beispiel gibt es für zusätzlich für PV auch bei Wind keine Ausbaugrenzen. Im Jahr 2050 wird eine Erzeugungskapazität von 128,2 GW_{el} für PV-Anlagen und 159,22 GW_{el} für On- und Offshore-Windkraftanlagen erreicht. Die Ergebnisse für die Rechnung der Arbeit bestätigen die Tendenz aus den vorherigen Überlegungen zur Leistung. Die Überschusserzeugung nimmt überproportional stark zu und in Konsequenz ebenso die Überschussarbeit. Über das angegebene Fallbeispiel gerechnet ergibt sich für den Tag mit maximaler Überschusserzeugung im Jahr 2050 eine Überschussarbeit von 96,42 GWh, die für die Speicherung zur Verfügung stehen. In den Tagen mit geringer Einspeisung durch Wind und PV entsteht weiterhin ein Bedarf, die Einspeiseleistung bereitzustellen und Residualarbeit zu produzieren. Über das angegebene Fallbeispiel gerechnet ergibt sich für diesen Tag ein Residualarbeitsbedarf im Jahr

¹ Weitere Flexibilitätsoptionen wie Lastverlagerung oder Reduzierung der Einspeiseleistung und deren Potenziale und Auswirkungen werden hier nicht betrachtet.

² Vgl. Struth J. et al., PV-Nutzen, 2013, S. 20 ff.

³ Vgl. Welfonder, E., Energieversorgung, 2014, S. 1.

2050 von 57,78 GWh. Die Potenziale für Speichieranwendungen werden in diesen Größenordnungen der fluktuierenden Erzeugungskapazitäten gegeben sein. Tabelle 7 fasst die Berechnungen der Überschuss- und Residualarbeit der Fallbeispiele über die zeitlichen Wegmarken zusammen.

Tabelle 7: Überschuss- und Residualarbeit in Fallbeispielen

	2014	2025	2035	2050
Überschussarbeit – Fallbeispiel „Starke Einspeisung, schwacher Verbrauch“	-6,16	25,17	53,67	96,42
Residualarbeit – Fallbeispiel „Schwache Einspei- sung, starker Verbrauch“	-63,05	-61,61	-60,08	-57,78

Quelle: eigene Berechnungen

Der Einsatz von Speichern steht mit anderen Flexibilitätsoptionen wie der Erzeugungsabregelung, dem Netzausbau verbunden mit Stromim- und Stromexport sowie dem Verbrauchslastmanagement in Substitutionskonkurrenz. Dieser Themenbereich berührt bereits das nachfolgende Kapitel der Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze, das sich diesen Aspekten vertiefend widmet.

5 Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze

Die nachfolgenden Abschnitte greifen die Aspekte Stromverbrauch, Stromerzeugung, Zusammenarbeit der ÜNB und VNB, Integration von Speichern sowie Geschäftsmodelle und Aufgabenentwicklung der VNB zur Energiewende auf und leiten die konkreten Auswirkungen auf die Verteilnetze ab. Der Rahmen dieser Analyse wird durch einen gleichbleibenden Auftrag der VNB gegeben. Er lautet: ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“.¹

5.1 Veränderungen im Stromverbrauch

Die Analyse des Stromverbrauchs teilt sich in Verbrauchslast (Ausführungen siehe Kap. 4.3.3) und Verbrauchsarbeit auf. Letztere steht hier im Fokus und erreicht abhängig vom Aggregationsniveau eine hohe Detaillierungstiefe. Einteilungen sind u. a. in Verbrauchergruppen, Verbrauchsgeräte, Branchen, Energieträger oder Verbrauchssektoren möglich und beinhalten Fragen zum Nutzungsverhalten oder zu daraus entstehenden Verbrauchslasteffekten. Dabei sind Einflussfaktoren wie z. B. die wirtschaftliche Entwicklung, die Außentemperatur- oder Strompreisentwicklungen zu beachten. Die hier vorgenommene Einordnung der Auswirkungen der Energiewende auf die Verteilnetze erlaubt mit dem wirtschaftlichen Fokus der Arbeit einen Blick auf die Gesamtentwicklung des Stromverbrauchs unter Beachtung der Energieeffizienz. Aufgrund der Netzentgelte als derzeitig mehrheitlich verbrauchsabhängige Umlage ist der Stromverbrauch ein wichtiger Parameter und bestimmt die Netznutzungsentgelthöhe maßgeblich. Weitere technische Bedeutung für die Investitionshöhe und -struktur der Netzbetreiber hat die Entwicklung der Verbrauchslast. Die Jahreshöchst- und Jahreskleinstverbrauchslasten dienen als Kennzahlen für Extremwerte zur Orientierung der Betriebsmitteldimensionierung und somit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Aus ihnen lassen sich

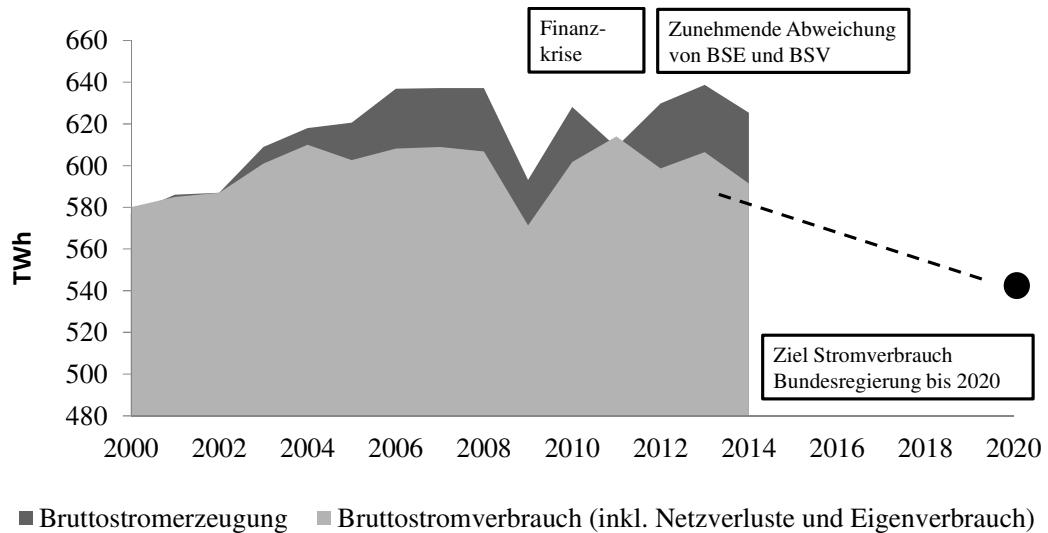
¹ S. § 11 Abs.1 EnWG.

Erkenntnisse u.a. für die Auslastung der Netzbetriebsmittel ableiten. Ihre langfristige Prognose ist ein zentrales unternehmerisches Thema, da die Betriebsmittel auf diese Entwicklungen ausgelegt werden müssen (siehe Punkt 1.1).

In dem nachfolgenden Flächendiagramm 29 ist die Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland seit 2000 abgetragen. Es wird deutlich, dass zwischen 2006 und 2008 ein Hochplateau im Bruttostromverbrauch erreicht wurde. Nach der Finanz- und Wirtschaftskrise folgte auf Basis der wirtschaftlichen Erholung zwar eine rasche Rückkehr zum vorherigen Verbrauchsniveau; jedoch ist in den Jahren 2009 bis 2014 der Bruttostromverbrauch zurückgegangen. Hier liegt ein mittelfristiger Trend hin zu einem Bruttostromverbrauchsrückgang vor. In der Abbildung 28 ist dafür bezeichnend der Zielwert der Bundesregierung für 2020 eingetragen. Dieser umfasst gemäß Energiekonzept 556 TWh und entspricht einer Verbrauchsreduktion um 10 % im Vergleich zu 2008. Hervorzuheben ist die zunehmende Entkopplung von Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch insbesondere seit dem 2011 beschlossenen Kernenergieausstieg. Einflussfaktoren sind auf der Erzeugungsseite die steigende wettergetriebene Elektrizitätserzeugung und der damit verbundene Export ins europäische Ausland. Auf der Verbrauchsseite wirken ein Rückgang der Verbrauchsentnahme aus dem öffentlichen Netz durch einen erhöhten Eigenverbrauch und eine verbesserte Energieeffizienz.¹

¹ Vgl. *Hobohm, J.*, Eigenverbrauch, 2013, S. 4; nach Aussagen von Herrn Hobohm bewirken 10 TWh erhöhter Eigenverbrauch eine Netzentgelterhöhung von 0,02 ct/kWh.

Abbildung 28: Entwicklung Bruttostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland



Quelle: AG Energiebilanzen e.V., Auswertungstabellen, 2015.

Die Einflussfaktoren auf die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage wirken uneinheitlich. So trägt ein kontinuierliches Wirtschaftswachstum über Anstiege in Produktion und Einkommen zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs bei. Gleichwohl können Effizienzgewinne durch technologischen Fortschritt bei Verbrauchsgeräten zu einem Absinken des Verbrauchs von Industrie und Haushalten trotz Wirtschaftswachstums führen. Die uneinheitliche Bevölkerungsentwicklung in Deutschland zieht Regionen mit steigender oder sinkender Last sowie steigendem und sinkendem Verbrauch nach sich. Konkretes Beispiel einerseits ist die aus Bevölkerungssicht wachsende Metropolregion Hamburg und andererseits die schrumpfende Region Vorpommern. Durch die verschiedenen Bevölkerungsentwicklungen wachsen bzw. sinken die Last und der Energieverbrauch in diesen Regionen.¹

Ein weiterer Einflussfaktor ist die Energieeffizienz, die sich im Energiekonzept in die vier Bereiche Primärenergieverbrauch, Strom, Energieproduktivität und Gebäudesanierung aufteilt. Sie umfasst eine breite Ausgestaltung von der simplen Energieeinsparung bis zu verbesserten technischen Wirkungsgraden einer optimierten Ressourceneffizienz. Für Großunternehmen gibt es nach § 1 Gesetz über Energiedienstleistungen und andere

¹ Vgl. *Freie und Hansestadt Hamburg*, Energiewende, 2011, S. 15ff., vgl. *Grüttner, F.*, Vorpommern, 2015, S. 3; *Ministerium für Arbeit, Wirtschaft und Tourismus*, Energieland 2020, 2009, S. 30f.

Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) seit dem 5. Dezember 2015 die Pflicht, Energieeffizienzmaßnahmen umzusetzen.¹ Ziel ist es, Einsparpotenziale der Unternehmen festzustellen und zu nutzen. Dieses Gesetz unterstützt das Vorhaben der EU, die bis 2020 die Energieeffizienz innerhalb der EU um 20 Prozentpunkte steigern will.² Als Resultat steigt in der Stromerzeugung der Einsatz von KWK-Anlagen, die durch die Kombination von Strom- und Wärmenutzung einen hohen Wirkungsgrad aufweisen. Gleichwohl führen durch Energieeffizienz hervorgerufene Verbrauchseinsparungen zu abnehmenden Skaleneffekten von Fern- und Nahwärmekonzepten.

Aber auch dieser Fortschritt wirkt nicht notwendigerweise begrenzend auf den Verbrauch. Durch mögliche Produktinnovationen wie beispielsweise Elektroautos oder Batteriespeicher könnten neue Quellen der Stromnachfrage entstehen, die heute in ihrem Nutzerverhalten und in der Auswirkung auf die verbrauchte Strommenge und Verbrauchslast noch keine ausreichenden Erfahrungswerte offenbaren. Hinzu kommt der als Rebound-Effekt bezeichnete Umstand, dass eine Energieeinsparung zu einem gewissen Mehrverbrauch an anderer Stelle führen kann.³

Die Bundesregierung geht in ihrem Energiekonzept insgesamt davon aus, dass Effizienzgewinne in der Zukunft dominieren. Ohne eine nähere Erläuterung zu den Anreizen für Kunden zu geben, wird im Vergleich zu 2008 eine Reduktion der Stromnachfrage um 10 Prozentpunkte bis 2020 und um 25 Prozentpunkte bis 2050 angenommen. Aus ökonomischer Sicht ist für diese Zielerreichung eine entsprechende Anreizgrundlage notwendig, um tatsächliche Verbrauchsveränderungen zu bewirken.

5.2 Veränderungen in der Erzeugung

5.2.1 Treiber der Energiewende in der Stromerzeugung

Das Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen ist im Energiekonzept das klimapolitische Hauptelement. Die Konsequenz ist ein verringerter Einsatz fossiler Brennstoffe in der Energie- und insbesondere der Stromherstellung. Diese treibhausgasredu-

¹ S. § 1 EDL-G 2015.

² S. EU-Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (2).

³ Vgl. *Wissenschaftlicher Dienst Deutscher Bundestag*, Rebound-Effekt, 2014, S. 1.

zierte Stromerzeugung (Dekarbonisierung) führt in einer technologieoffenen Betrachtung zum Ausbau der erneuerbaren Stromherstellung und zur Erforschung von Methoden, mit denen versucht wird, das Treibhausgas als Nebenprodukt der fossilen Stromerzeugung aufzufangen und wiederzuverwerten oder der Atmosphäre dauerhaft zu entziehen. Die Auswirkungen sind der Umbau des Erzeugungsparks und folglich veränderte Erzeugungsstrukturen, die zu Anpassungsbedarf im Stromnetz führen. In den letzten Jahren waren der Kernenergieausstieg und die Förderung der EE die entscheidenden Treiber für Veränderungen in der Kraftwerksstruktur in Deutschland.

Der Kernenergieausstieg erfolgt anhand eines konkreten Ausstiegsplans mit Stilllegungszeiten für die bisherigen Anlagen.¹ Infolgedessen werden weniger nukleare Brennstoffe verbraucht und weniger kWh durch diese Kraftwerke eingespeist. Der Ausstieg verändert die Struktur der Stromerzeugung, da solche zentralen Großanlagen nicht leistungsadäquat durch andere zentrale Anlagen ersetzt werden. Ein Punkt für Netzbetreiber ist in diesem Zusammenhang die Erhaltung ausreichend großer Blindleistungskapazitäten. Dieser Umstand verteilt sich auf die Netzbetreiber in den Regionen, in denen sich die Kraftwerksstandorte derzeit noch befinden. So ist beispielsweise in der Regelzone von 50Hertz Transmission GmbH kein Kernenergiekraftwerk im Netzbetrieb. In den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Baden-Württemberg und Bayern befinden sich zum Zeitpunkt 31.12.2014 dagegen neun Kernenergieanlagen, die teilweise bis 2022 im Netzbetrieb sind. Der Kernenergieausstieg hat somit einen regional asymmetrisch ausgeprägten Charakter.²

Der Ausbau der erneuerbaren Energien dient als konkretes Instrument der klimapolitischen Zielerreichung im Energiekonzept. Im Elektrizitätserzeugungsmix ersetzen die EE mengenmäßig zunächst die Kernenergie, ehe sie gemäß ihrem Ausbaupfad weitere Erzeugungstechnologien verdrängen (siehe Punkt 4.3.2). Die konkreten Ausbauvorgaben weisen dem Stromsektor einen Pilotenstatus zu, da dieser Sektor der Energieversorgung im Vergleich zur Wärmeversorgung und dem Verkehrsbereich höhere Zielvorgaben hat und sie zudem schneller erreichen soll. Eine hohe Umsetzungsgeschwindigkeit

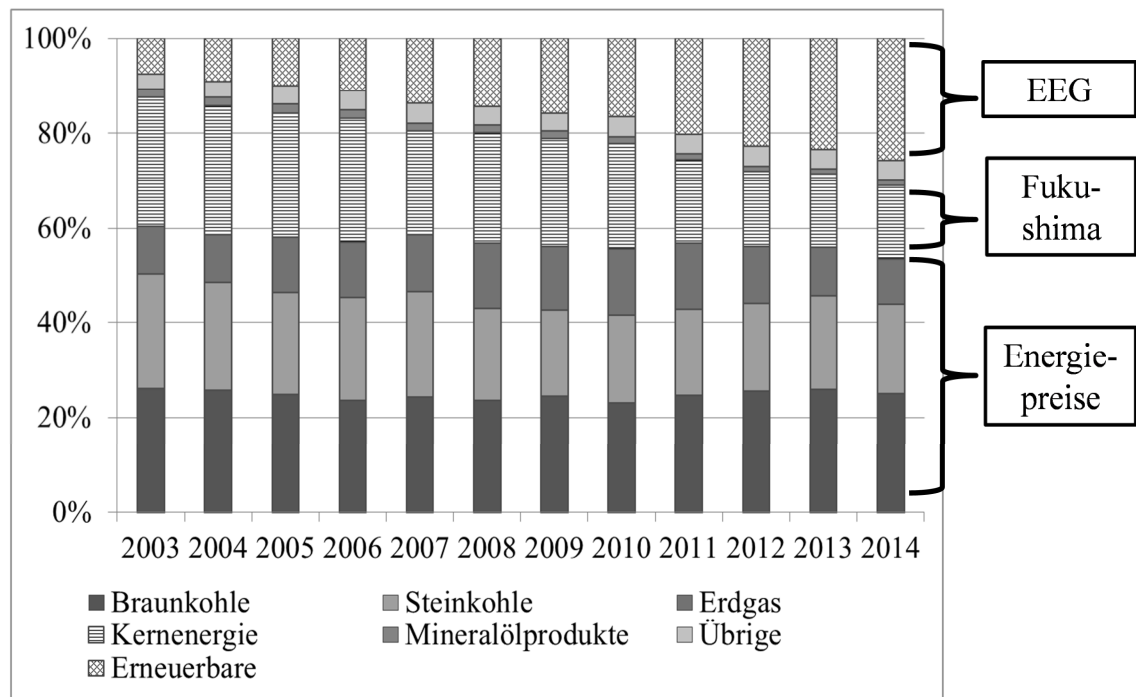
¹ Vgl. *Bundesamt für Strahlenschutz, Kernenergienutzung*, 2015, S. 12.

² Vgl. *Bundesamt für Strahlenschutz, Kernenergienutzung*, 2015, S. 11f.

im Stromsektor ist die Folge. Die Stromnetzbetreiber realisieren die technische Integration des numerisch wachsenden Erzeugungsparks dezentraler Struktur und der fluktuierenden Erzeugung aus solarer Strahlungs- und Windenergie in das Versorgungssystem.

Zur Abgrenzung der Treiber der Energiewende in der Stromerzeugung gibt der prozentuale Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung Aufschluss. Die jährlichen Schwankungen der Bruttostromerzeugungsmenge sind auf 100 % normiert. Der Anteil der Erneuerbaren wuchs vom Ausgangsjahr 2003 mit 7,5 % auf 25,8 % im Jahr 2014. Dies ist insbesondere auf das Fördersystem aus dem EEG und auf die damit verbundene Kombination aus Einspeisevergütung und -vorrang zurückzuführen. Der Anteil der Kernenergie sank in dieser Dekade von 27,1 % 2003 auf 15,5 % 2014. Zwischen 2010 und 2013 kam es zu einer größeren Abnahmerate. Die Ursache dafür ist der Kernenergieunfall in Fukushima/Daiichi (Japan) und das daran anschließende Kernenergiemoratorium mit der Stilllegung von Kernenergiekraftwerken in Deutschland. Der Anteil der fossilen Energieträger Erdgas, Braun- und Steinkohle hat in Summe nur geringfügig von 60,4 % im Jahr 2003 auf im Jahr 53,4 % 2014 abgenommen. Die Veränderungen zwischen den fossilen Energieträgern Erdgas, Braun- und Steinkohle sind auf deren Wettbewerb zurückzuführen, der vorwiegend von den Brennstoffpreisen und dem Einsatz zur Stromerzeugung am Großhandelsmarkt beeinflusst wird. Als Ausblick lässt sich ableiten, dass der Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung bis 2022 zunächst von den erneuerbaren Energien kompensiert wird. Für die weiteren konventionellen Anlagen ergibt sich mittelfristig bis Mitte der 2020er Jahre eine konstante Perspektive, die jedoch bei Weiterführung des Ausbaupfads der EE in eine weitere Marktverdrängung führt. In dem Balkendiagramm Abbildung 29 wird die Entwicklung deutlich.

Abbildung 29: Treiber der elektrischen Energiewende



Quelle: BMWi, AG Energiebilanzen e.V., Auswertungstabelle, 2015.

5.2.2 Merkmale der Energiewende im Erzeugungsbereich

Abstraktes Merkmal der Energiewende im Erzeugungsbereich ist die Gegenüberstellung zweier Erzeugungsparadigmen. Ein bisher dominierendes System fossiler Energieträger wird zu einem erneuerbaren Erzeugungssystem umgebaut.¹ Die hierfür erweiterte erneuerbare Erzeugungskapazität entsteht teilweise verbrauchsfern bzw. entfernt von den Lastschwerpunkten. Insbesondere die Offshore-Windkraftanlagen verwandeln die Küsten von Endpunkten der Stromverteilung zu Anlandungsorten, von denen die elektrische Energie über ausgebaute Stromnetze ins Inland transportiert werden müsste. Im Ergebnis steht eine komplexe Integration mit hoher Infrastrukturintensität bevor.

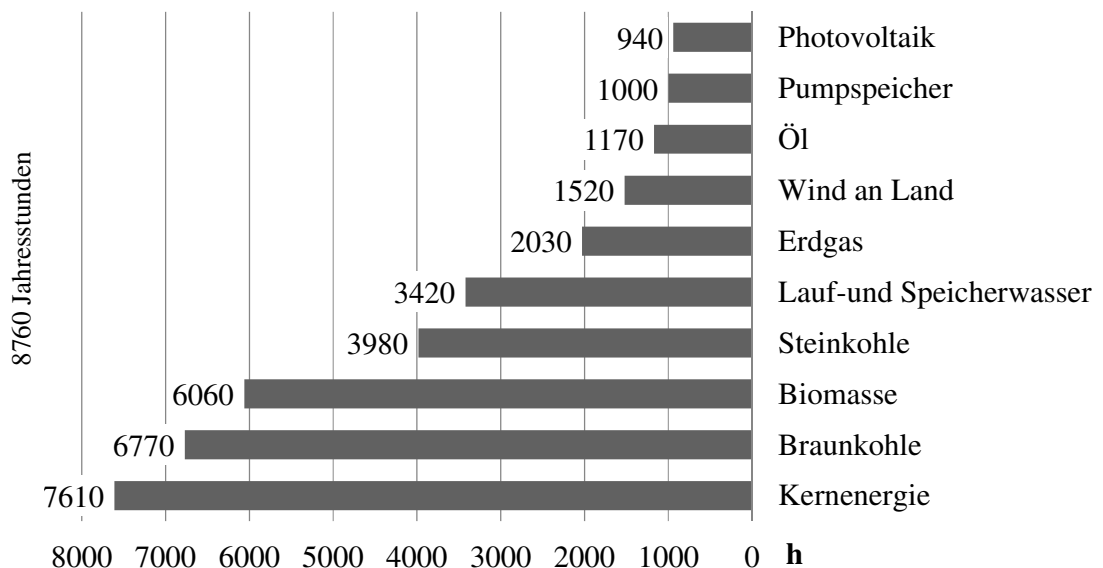
Zwei konkrete Merkmale der Energiewende im Erzeugungsbereich sind die Fluktuation und die technische Integration der veränderten Erzeugungsstruktur. Hierzu werden nachfolgend die Eigenschaften Jahresvolllaststunden, produzierte Strommenge und das

¹ Vgl. Mautz, R. et al., Energiewende, 2008, S. 143f.

Kostenmerkmal der Fluktuation zugeordnet. Die Anlagengröße und das Einspeisemanagement dienen der Erläuterung der technischen Integration.

Aufgrund des veränderten Kraftwerksparks ergibt sich eine neue Situation bezüglich der Jahresvolllaststunden der Erzeugungsanlagen und -technologien. Von der installierten Leistung kann nur unter Berücksichtigung der Jahresvolllaststunden auf die zu erwartende Strommenge geschlossen werden. Eine Herausforderung sind die wetterbedingten Schwankungen in Bezug auf die Kapazitätsauslastung bei Windkraft und Photovoltaik. So betrug im Jahr 2014 nach Schätzungen des BDEW die Zahl der Volllaststunden von Windkraftanlagen mit 1.610 Stunden weniger als ein Viertel der Auslastung bei den Energieträgern Braunkohle mit 6.770 Volllaststunden und Kernenergie mit 7.610 Volllaststunden.¹ Das nachfolgende Balkendiagramm in Abbildung 30 listet die Volllaststunden 2014 nach Energieträgern auf.

Abbildung 30: Jahresvolllaststunden der Elektrizitätserzeugung nach Energieträger 2014



Quelle: Vgl. BDEW, Energiemix, 2015

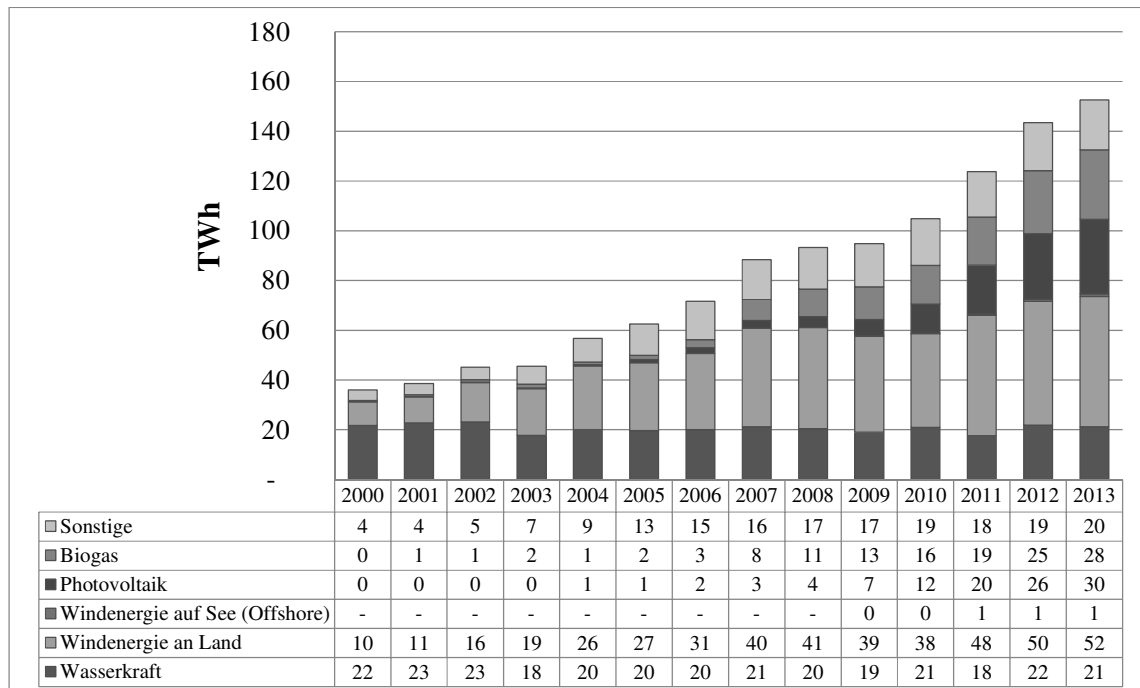
Aus diesem Unterscheidungsmerkmal folgt für die einzelnen Energieträger eine unterschiedlich große erzeugte Strommenge. Für den Bereich der EE kann grundsätzlich eine Unterscheidung zwischen wetterabhängiger und wetterunabhängiger erneuerbarer Er-

¹ Vgl. BDEW, Energiemix, 2015.

zeugung vorgenommen werden. Für die wetterbedingte Erzeugung wird nochmals zwischen Wind und solarer Strahlungsenergie unterschieden. So wird aus dem nachfolgenden Balkendiagramm 32 in Kombination mit dem Balkendiagramm 32 ersichtlich, dass für Photovoltaik mit zunehmender installierter Leistung auch eine höhere erzeugte Strommenge folgt. Der Zusammenhang kann als proportional bezeichnet werden. Bei der Winderzeugung hingegen stellt sich dieser Zusammenhang nicht so eindeutig dar. Hier ist zwischen 2007 und 2010 trotz jährlichen Zubaus an installierter Leistung eine leicht gesunkene Erzeugungsmenge zu erkennen. So lag 2007 die erzeugte Windstrommenge mit 40 TWh bei 22 GW installierter Leistung höher als 2010 mit 37 TWh Strommenge bei 27 GW installierter Leistung. In den Zeitperioden 2003 bis 2007 und 2011 bis 2014 wuchs im Gegensatz dazu die erzeugte Menge – ebenso wie die installierte Leistung – von Jahr zu Jahr. Diese Betrachtung zeigt, dass die Winderzeugung im Vergleich zu der solaren Strahlungsenergie stärker schwankte. Die Erzeugungsschwankung wird durch eine größere tageszeitliche Unsicherheit der tatsächlichen Erzeugung ergänzt. Hinsichtlich der Stromerzeugung und des Zeitpunktes der möglichen Einspeisung ist Photovoltaik im Vergleich zu Wind durch den zyklischen Sonnenverlauf berechenbarer.¹ Bei den restlichen nicht fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien kann von einem Lock-in-Effekt hinsichtlich der Erzeugung gesprochen werden. Dahinter verbirgt sich die Tatsache, dass eine höhere installierte Leistung aufgrund des Einspeisevorrangs eine höhere erzeugte Strommenge bedeutet. Schwankungen in der Erzeugung können hier nicht auf Wetterumstände zurückgeführt werden, sondern auf Erzeugungsunterbrechungen oder eine verminderte Nachfrage. Insofern erhöht sich für diese Technologien mit jeder zusätzlichen Anlageninstallation grundsätzlich das Erzeugungsmengenplateau. Das Abbildung 31 zeigt auf der nächsten Seite die durch EEG vergüteten Strommengen in TWh pro Jahr für die einzelnen Erzeugungstechnologien.

¹ Vgl. *Wirth, H.*, Photovoltaik, 2014, S. 35ff.

Abbildung 31: Erzeugte EEG-Mengen



Quelle: BMWi, AG Energiebilanzen e.V., Auswertungstabelle, 2015.

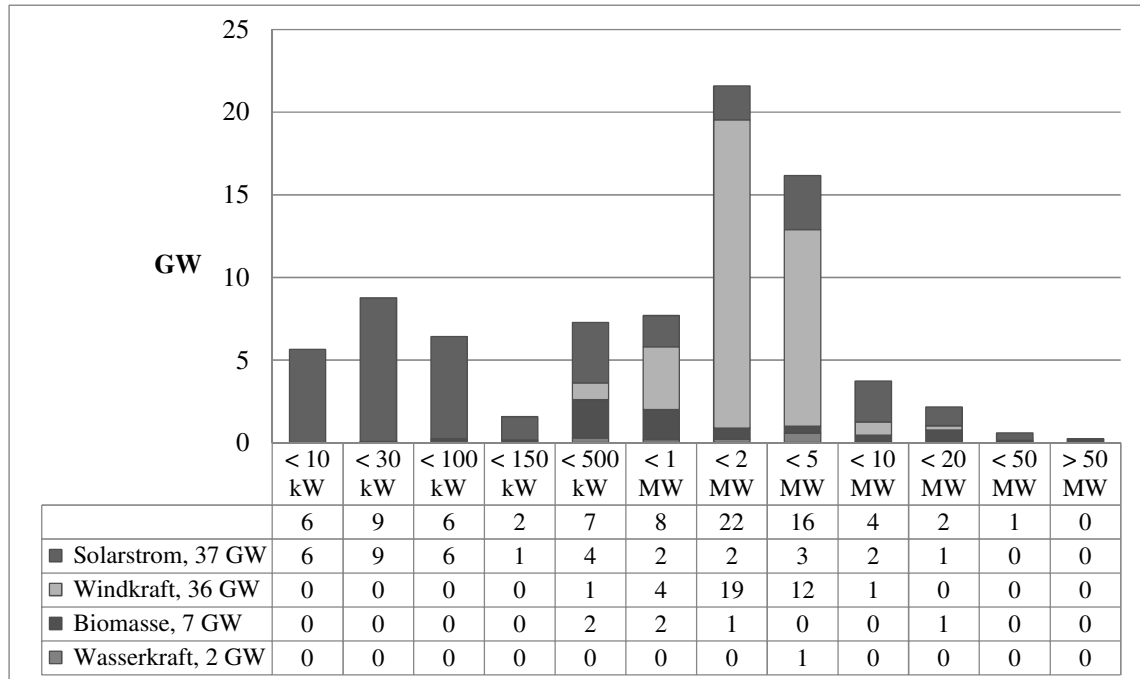
Aus der Kostenperspektive betrachtet führt die Systemerweiterung durch Erzeugungs- und Transportinvestitionen bei stabilem Verbrauch und fluktuierender Volllaststundenanzahl zu einer sinkenden Auslastung der konventionellen Anlagen. Dies erhöht die Kapitalintensität der Energieversorgung, da ein Angebotsüberhang entsteht, der mehr Infrastruktur und mehr gebundenes Kapital erforderlich macht. Weiterhin ist bei aus den Systemerweiterungen resultierendem Netzausbau aufgrund der fluktuierenden erneuerbaren Energien mit einer geringeren Transportauslastung zu rechnen.¹

Für die technische Integration ist die Anlagengröße ein weiteres Merkmal der Energiewende im Erzeugungsbereich. Diese Merkmalsbetrachtung hat ergeben, dass Kleinanlagen kleiner als 500 kW den Großteil der zugebauten Anlagen im solaren Bereich bilden. Zum Stand 24.11.2014 waren es 26 GW und damit 63 %. Im Bereich der Biomasse wurde – mit einem Anteil von 4 GW an insgesamt 7 GW – mehr als die Hälfte in der Anlagengröße zwischen 500 kW und 2 MW gebaut. Im Bereich der Windkraftanlagen ist mit 31 GW der überwiegende Anteil der Anlagen im Segment zwischen 2 und 10

¹ Vgl. *Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln*, Strommarktdesign, 2012, S. 18ff.

MW installiert. Aus Netzbetreibersicht spiegeln die kleineren Anlagengrößen den dezentralen Erzeugungscharakter wider. Die nachstehende Abbildung 32 fasst die Aussagen zusammen.

Abbildung 32: Anlagengröße der erneuerbaren Erzeugungstechnologien



Quelle: eigene Darstellung, *Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.*, Anlagengrößen (Stand: 24.11.2014)

Ein weiterer Aspekt ist die Verteilung der Erzeugungsanschlüsse auf die Übertragungs- und Verteilnetzebenen. Hier kann in der Gesamtschau festgehalten werden, dass die EE-Anlagen nahezu vollständig an das Verteilnetz angeschlossen sind: 2014 waren es 98 %.¹ Der hohe EE-Anteil am zukünftigen Bruttostromverbrauch stellt hierbei besondere Anforderungen an die installierten Leitungskapazitäten der Stromnetze – insbesondere durch die Einspeisung auf Haushaltsebene, dort, wo die Leitungsquerschnitte am geringsten sind. Da die dezentralen Erzeugungsanlagen überwiegend an das Niederspannungs- (Photovoltaik) oder an das Mittelspannungsnetz (Windenergie) angeschlossen sind, fällt auf diesen Unterebenen der höchste Ausbaubedarf an. Dabei ist das Mittelspannungsnetz am stärksten betroffen, weil dieses die Belastungen aus der Erzeugung

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Verteilernetzstudie, 2014, S. 6.

– sowohl der an die Spannungsebene Netz angeschlossenen Windkraftanlagen als auch der auf Niederspannungsebene angeschlossenen kleineren Photovoltaik-Anlagen – zu tragen hat. Es ist somit vor allem die angebotsseitige Überlastung im Starkwindfall, die einen Netzkapazitätsausbau notwendig macht. In geografischer Hinsicht wird daher vorrangig der ländliche Raum von Ausbaumaßnahmen betroffen sein, bedingt durch die Kombination aus hoher Spitzeneinspeisung und schwachen lokalen Lasten.¹ Bei Großkraftwerksanlagen der Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie und bei Pumpspeicherkraftwerken ist der überwiegende Teil an das Übertragungsnetz angeschlossen. Bei den leistungsmäßig kleineren Kraftwerksanlagen, die überwiegend erdgas- oder mineralölbetrieben sind, ist der überwiegende Teil wiederum an das Verteilnetz angeschlossen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die zentralen Großkraftwerksanlagen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, während die kleineren dezentralen Anlagen in den Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen sind.²

Als konkrete Auswirkung auf den Verteilnetzbetreiber wird das Einspeisemanagement an Bedeutung zunehmen. Der Verteilnetzbetreiber hat gemäß EEG und EnWG die Pflicht und die damit verknüpften Rechte, bei Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes u. a. in die Einspeisungen der Stromerzeuger einzugreifen. Aus diesem Grund müssen alle Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Wirkleistung größer als 30 kW_{el} und kleiner als 100 MW_{el} über eine Einrichtung zum Abruf der jeweiligen Istwerte der Einspeiseleistung und zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung verfügen.³ Eine Erzeugungsanlage kann hierbei aus mehreren Erzeugungseinheiten eines Primärenergieträgers (z.B. zusammengeschaltete PV- oder BHKW-Module) an einen Netzanschluss bestehen. Bei verschiedenen Erzeugungsarten (z.B. PV mit solarer Strahlungsenergie und biogasbetriebenen BHKW) sind separate Prozesserfassungs-, Verarbeitungs- und Übertragungseinheiten erforderlich. Die Art

¹ Vgl. Bräuninger, M. et al., Stromtransport, 2014, S. 26; vgl. Monopolkommission, Energie, 2013, S. 165.

² Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht, 2013, Abb. 7-1.

³ Vgl. Bundesnetzagentur, Einspeisemanagement, 2014, S. 5ff. So sind auch Photovoltaik-Neuanlagen mit einer Leistung zwischen 30 kWp und 100 kWp mit Einrichtungen zur Umsetzung des ESM gemäß EEG § 6 Abs. 2 auszurüsten. Für größere Anlagen (> 100 MW und ≥ 110 kV) gelten die besonderen Bedingungen der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV).

und Ausführung des Einspeisemanagements im Verteilnetz erfolgt grundsätzlich nach einem einheitlichen, standardisierten Konzept und ist im Rahmen der Errichtung und Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage vom Anlagenbetreiber zu berücksichtigen. Seit 2013 hat sich der Wirkungsbereich des Einspeisemanagements verschoben.

5.3 Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Die vier ÜNB 50Hertz Transmission GmbH, Tennet TSO, Amprion und TransnetBW sind für die überregionale Übertragung von Strom im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Organisatorisch sind die ÜNB in vier Regelzonen aufgeteilt, in denen sie pflichtgemäß für die Systemstabilität und die bedarfsgerechte Entwicklung der Höchstspannungsnetze einstehen.¹ Darüber hinaus verbinden die ÜNB das Stromnetz zu den Nachbarländern und ermöglichen über die Grenzkuppelstationen die länderübergreifenden Stromflüsse. Daher spielen sie hinsichtlich der Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes eine wichtige Rolle. Basis dieser Tätigkeiten ist der Transmission Code 2007.² Er bestimmt die Netz- und Systemregeln der deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber.³

Unter dem Einfluss der Energiewende werden fortlaufende Diskussionen auf wissenschaftlicher, politischer und unternehmerischer Ebene zu folgenden Themen geführt:

- Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte in die unteren Spannungsebenen und an die Küsten,
- Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Erzeugungsausbau,
- Bewertung der Realisierbarkeit der Ausbauprojekte unter den gegebenen Rahmenbedingungen wie z.B. Akzeptanz in der Bevölkerung,
- mögliche Änderungen in der Netzentgeltberechnung,
- Marktrolle und Systemverantwortung der Netzbetreiber,
- Verteilung der Kosten aus einer zukünftigen Einführung von „Smart Meter“.⁴

¹ Vgl. Bundesnetzagentur, Systemdienstleistungen, 2009, S. 1.

² S. TransmissionCode 2007, 2007.

³ S. TransmissionCode 2007, 2007.

⁴ Der Begriff Smart Meter ist nicht einheitlich definiert. Die gesetzliche Auslegung versteht unter dem Begriff nach § 21d EnWG ein Messsystem, das Energieverbrauchsdaten misst und an ein Kommunikationsnetz angeschlossen ist.

Der zentrale Punkt dieses Kapitels ist die Systemverantwortung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit.¹ Die Systemverantwortung umfasst in diesem Zusammenhang vier Unterbereiche. Die Systemdienstleistungen sind die Frequenz- und Spannungshaltung, die Betriebsführung sowie der Versorgungswiederaufbau.² Dazu zählen die konkreten Maßnahmen Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch- und Regelleistungsbereitstellung.³ Die Systemverantwortung liegt hier auf Basis von § 13 f. EnWG beim Übertragungsnetzbetreiber.⁴ Für die Verteilnetzbetreiber ist eine Unterstützung bei den Systemdienstleistungen rechtliche Pflicht gemäß § 14 EnWG Abs. 1c. Maßnahmen, die nach Vorgaben des vorgelagerten ÜNB oder auch eines vorgelagerten VNB⁵ zur Störungsvermeidung veranlasst werden, sind umzusetzen.⁶ Beispiele für solche Maßnahmen sind der Lastabwurf oder die Aktivierung von Kraftwerken in den Spannungsebenen der VNB. Ein wachsender Bereich ist die Regelung und Abschaltung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Netzstabilität.⁷ Neben der zukünftigen Herausforderung, die Ergebnisqualität der Systemdienstleistung zu erhalten, ist in Folge ebenso der Ablauf der Systemdienstleistungen zu betrachten. Um sich dabei tendenziell der veränderten Erzeugungsstruktur (siehe Punkt 5.2) anzunähern, ist ein Umstieg und angepasster Ablauf von der zentralen zu einer dezentralen Systemdienstleistung denkbar.⁸ Die in den Verteilnetzen installierten, dezentralen Anlagen ersetzen hierbei die Großkraftwerke als Zulieferer von Systemdienstleistungen. Dies umfasst die Bereiche Regelleistungsvorhaltung und Redispatch.

Ob dies im regulatorischen Rahmen zu konkreten Anpassungen führt, bleibt offen. Die Übernahme von Systemdienstleistungen der ÜNB durch VNB aufgrund der dynami-

¹ Weitere Themen der Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB sind die Zusammenarbeit bei der EEG- und KWK-Wälzung sowie die Erstellung des Netzentwicklungsplans. Sie werden in dieser Arbeit nicht vertieft.

² Vgl. *Deutsche Energie-Agentur*, Systemdienstleistungen 2030, 2014, S. 4.

³ Vgl. *Moser A.*, Verteilnetzbetreiber, 2013, S. 23.

⁴ Vgl. *BDEW et al.*, Praxis-Leitfaden, 2012, S. 7f.

⁵ Vorgelagerter VNB bedeutet in diesem Zusammenhang die nächsthöhere Spannungsebene. Das schließt die Fälle ein, in denen VNB ausschließlich die Mittel- und/oder Niederspannungsebene bewirtschaften und in das Netzgebiet eines vorgelagerten VNB eingebunden sind, der die Mittel- und/oder Hochspannungsebene bewirtschaftet.

⁶ S. § 14 Abs. 1c EnWG 2011.

⁷ S. § 11 Abs. 1. EEG 2012; s. § 12 Abs. 1 EEG; s. § 13 Abs. 2a EnWG.

⁸ Vgl. *Agora Energiewende*, System Reliability, 2014, S. 12 f.

schen Systemumwelt in den niederen Spannungsebenen ist zu erforschen. Die Abstimmung zwischen ÜNB und VNB zur Sicherstellung der Versorgung im Zusammenspiel von konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung ist von zunehmender Bedeutung. Hierbei ist neben ausreichender Transport- und Verteilkapazität ein besseres Netzmanagement gefordert. Im Ergebnis sind der Bestand und die Entwicklung der Zusammensetzung der installierten Kraftwerkskapazitäten eine Herausforderung auf der Erzeugungsseite, der, um eine gleichbleibende Versorgungssicherheit zu erreichen, vermehrt durch netzseitige Maßnahmen begegnet werden muss. Diese Veränderungen wirken sich auf die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und VNB aus.

5.4 Integration von Stromspeichern

Die sehr umfangreiche Speicherthematik kann an dieser Stelle nicht vollumfänglich erörtert werden. Eine qualitative Einschätzung ist jedoch notwendig, um die Auswirkungen der Energiewende auf das Verteilnetz komplett darzustellen. Zur Einordnung der Speichertechnologien, ist eine Vielzahl an Einschätzungsparametern vorstellbar. Zwei Parameter sind zur Technologiebeschreibung grundlegend. Dies ist einerseits die zeitliche Verfügbarkeit im Bereich von einer Sekunde bis zu einem Jahr, woraus Kurz- und Langzeitspeicher resultieren. Andererseits sind Potenziale der Speicherkapazität – gemessen in Arbeit – notwendig. Diese reichen vom Kilowattstunden- bis in den Terawattstundenbereich: Kurzzeitspeicher z. B. Superkondensatoren speichern Energie mit einigen Kilowattstunden im Minutenbereich, Langzeitspeicher dienen durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan einer saisonalen Speicherung in Terawattstundendimension.¹

Speicher stellen eine Möglichkeit dar, das zeitliche Ungleichgewicht von Erzeugung und Entnahme zu entkoppeln. Die primäre Aufgabe von Speichern aus Netzbetreiber-sicht ist folglich, auftretende Lastschwankungen auszugleichen. Im bisherigen Energiesystem konnten fossile Brennstoffe flexibel eingesetzt werden und haben die Speicherfunktion indirekt übernommen.² In den fossilen Stromerzeugungsanlagen konnte so die Erzeugung an den Lastverlauf angepasst werden (Lastfolgebetrieb). Mit

¹ Vgl. *Lunz, B.*, Speichersysteme, 2014, S. 12; vgl. *Matthes, F.*, Power to Gas, 2013, S. 85f.

² Vgl. *Gerhard S. et al.*, Batteriespeicher, 2014, S. 2.

zunehmendem Ausbau der EE müssen Versorgungsrisiken abgesichert werden, und Stromspeicher erhalten, neben dem Ausgleich der volatilen Erzeugung von Wind und Photovoltaik und der Glättung der Residuallast, die Aufgaben Erzeugungsüberschüsse aufzunehmen.¹ Der Betrieb der Speicher kann hierbei auf netztechnische Erfordernisse (z. B. Systemdienstleistungen wie Blindleistungs- oder Regelenenergiebereitstellung) oder auf Stromvermarktungszwecke zur Ausnutzung von Preisunterschieden ausgelegt sein.²

Das derzeitige Modell zur Systemstabilität wird über den Regelenenergiemarkt organisiert. Hier wird in vier Submärkte unterschieden: die Momentanreserve sowie die primäre, sekundäre und tertiäre Regelenenergie.³ Dabei stehen die Momentanreserve und die primäre Regelenenergie nach einer Ansprechzeit von 5 s bzw. nach 30 s zur Verfügung.⁴ Für den Bereich sind somit Kurzzeitspeicher interessant, die in diesem Zeitintervall abgerufen werden können. Als Folge ihres Einsatzes kann der Stromfluss verstetigt werden. Schwankungen in der Erzeugungs- und der Verbrauchslast können somit reduzieren werden.⁵ So verbessert sich die Netzauslastung, wenn durch Stromspeicher die Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen kontinuierlich erfolgt.⁶ Die sekundäre und tertiäre Regelenenergie wird nach 5 bzw. 7 min aktiviert. In diesem Marktbereich eignen sich flexible Kraftwerksanlagen wie Pumpspeicherkraftwerke.

Für eine erfolgreiche Integration von Speichern sind technologische Ansätze vorhanden; um die fehlende Wirtschaftlichkeit herzustellen, bedarf es jedoch eines stabilen rechtlichen Investitionsrahmens. Darauf aufbauende Ausführungen folgen im weiteren Verlauf bei der Betrachtung der Studie *Stromspeicher in der Energiewende*.

5.5 Aufgabenentwicklung der Verteilnetzbetreiber

Im Mittelpunkt des neuen Versorgungssystems steht der optimierte Betrieb dezentraler regenerativer Erzeugungsanlagen mit wetterabhängigen Einspeisemustern in Abstimmung mit steuerbaren Kraftwerken, Verbraucherflexibilitäten und Speichern. Die stra-

¹ Vgl. Buhl, H. U. et al., Echtzeitexperiment, 2012, S. 173.

² Vgl. Deutsche Energie-Agentur, Energiespeicher, 2015, Teil 2.

³ S. TransmissionCode 2007, S. 9ff.

⁴ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., Primärregelleistung, 2014, S. 6ff.; vgl. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Speichertechnologien, 2013, S. 94.

⁵ Vgl. DCTI et al., Speichertechnologien, 2013, S. 9.

⁶ Vgl. Pape C. et al., Speicher, 2014, S. 6.

tegische Grundlage der Optimierung ist die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber unter Bezugnahme auf deren Netzplanung, -führung und -betrieb. Auf der operativen Seite wird dafür ein intelligentes System für die Prozesssteuerung und Prozessüberwachung benötigt, das die Datenübertragung, -verarbeitung und -auswertung integriert. Anreize und ein wirtschaftsrechtlich tragfähiges Konzept müssen als Rahmen dazu angepasst werden.¹ Damit sind z. B. verbunden:

- steigende Anzahl steuerbarer Lasten und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
- Einsatz thermischer Speicher, auch zur Umwandlung der Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen in Wärme
- neue Anschlussbegehren für die Ladestationen von Elektrofahrzeugen
- Einsatz von Akkumulatoren zur Speicherung der elektrischen Energie
- Zubau von BHKW und Kleinsterzeugungsanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Daten- und Informationsverarbeitung innerhalb eines Energieinformationsnetzes unter Berücksichtigung der IT-Sicherheit sowie
- die Entwicklung von vertrauenswürdigen Abläufen und die Bereitstellung von Informationen unter Berücksichtigung des Unbundling.²

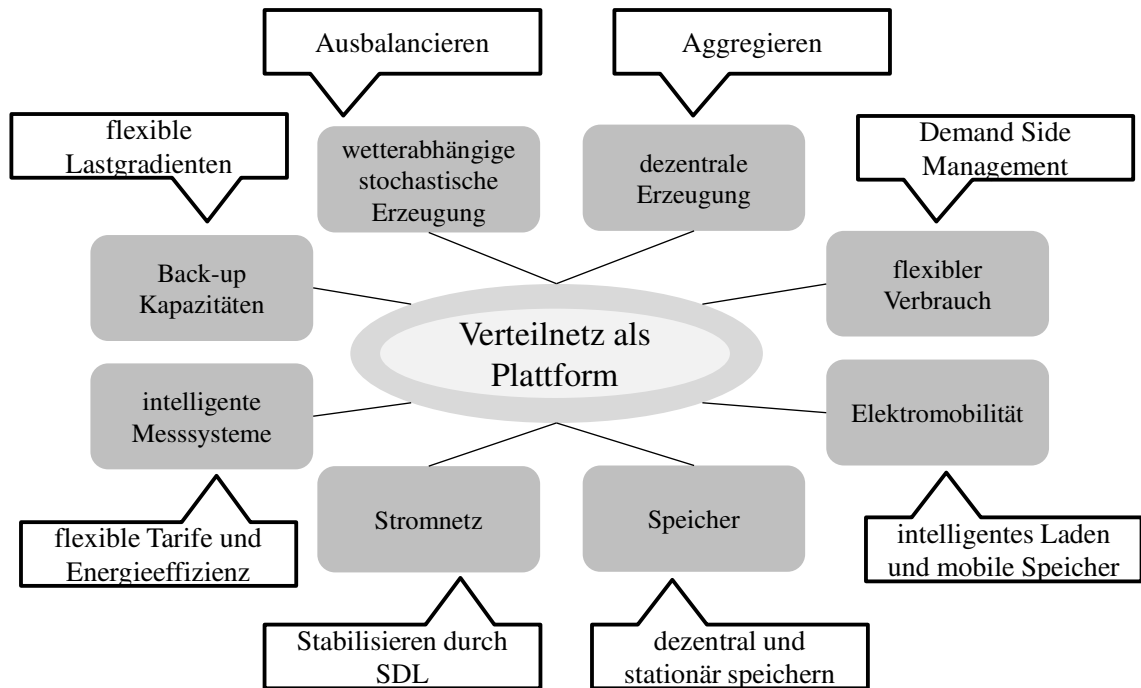
Daraus ergibt sich ein administrativer Bedarf, etwa in Form eines Energie-Daten-Providers. Diese Aufgabe können Verteilnetzbetreiber, aber auch durchaus andere Marktteilnehmer erfüllen. Aus den genannten Entwicklungen leitet sich eine deutliche Mengenerhöhung der zu verarbeitenden Messwerte durch Einsatz von zusätzlicher Technik zur Sicherung der Versorgungsqualität und Netzsicherheit – auch bei Kleinsterzeugungseinheiten – ab. Die bisherige Rolle des VNB als alleiniger Kapazitätsdienstleister wandelt sich zu einer Art Energiemanager, da der Netzbetreiber die Schnittstelle zu allen an das Stromnetz angeschlossenen und den darauf aufsetzenden Marktteilnehmern ist. Das Aufgabenspektrum der VNB erweitert sich durch Integration neuer Erzeuger und Verbraucher, aktives Systemmanagement, erhöhte Nutzungszyklen der Be-

¹ Vgl. Karg, L. et al., Lastverschiebungspotenziale, 2014, S. 181ff.

² Vgl. BDEW, Marktkommunikation, 2015, S. 4ff.; S. § 11 Abs. 1a EnWG.

triebsmittel, Datenmanagement und -transparenz. Die Rahmenbedingungen dieser Entwicklung sind das hohe Reliabilitätsniveau, die Vorgaben des Unbundling und der Energiewende. Abbildung 33 auf der nächsten Seite fasst die Ausführungen zu verschiedenen Komponenten und Aufgaben zusammen.

Abbildung 33: Komponenten und Aufgaben Verteilnetzbetreiber



Quelle: eigene Darstellung

Die zentrale Fragestellung für Netzbetreiber ist die strategische Aufstellung als Schnittstelle aller Marktakteure z. B. in Form eines Datenlieferanten oder einer –plattform im Energieversorgungssystem inklusive der Erfüllung der daraus resultierenden Aufgaben und Verantwortlichkeiten. Dies erfordert Personal und Kompetenzaufbau sowie Investitionen in die IKT-Struktur der Netze und der angeschlossenen Akteure. Alternativ können diese Aufgaben von zertifizierten Dritten aggregiert übernommen werden. Die Vorteile einer Aufgabenübernahme durch Netzbetreiber sind Skaleneffekte in der Datenverarbeitung, da Daten zur Netzstabilität bereits verarbeitet werden. Hervorzuheben ist jedoch neben der fachlichen Eignung der Aufgabenübernahme der komparative Vorteil der Netzbetreiber: Sie haben Kenntnisse über das lokale Netz. Der Vorzug einer Lösung mit dezentralem Charakter ist es, neue Lösungen zu generieren, die heute noch nicht bekannt sind.

Durch die vielfältigen Veränderungen sind alle Akteure aufgerufen, ihr Verständnis über die Aufgabenentwicklung der Netzbetreiber zu überprüfen. Derzeit ist jedoch unklar, in welche Richtung die Entwicklung weitergeht. Eine verbindliche Ausgestaltung der Rolle des Netzbetreibers als Energie- und Dienstleistungsmanager ist nichtsdestotrotz notwendig. Die Auffassung der Bundesnetzagentur ist als Folge ihrer regulatorischen Rolle von herausragender Bedeutung. Eine klar definierte Aufgaben- und Rollenverteilung sowie Anreize zur Veränderung sind unerlässlich. Die neue Rolle als Energie- und Datendrehscheibe werden privatwirtschaftlich organisierte Netzbetreiber möglicherweise nur mit Aussicht auf Gewinnerzielung oder aufgrund einer staatlichen Verpflichtung als Anpassung im Regulierungsrahmen erfüllen. Ein alternatives Instrument ist die Setzung finanzieller Anreize in Form von Zusatz-Renditen auf operative Tätigkeiten. Denkbar sind zudem weitere Geschäftsfelder für Netzbetreiber.

5.6 Ausgewählte Untersuchungen zur Netzentwicklung

Für die Einordnung der hier durchgeführten Untersuchung und Datenauswertung ist es hilfreich, vorhandene Forschungsergebnisse zu dieser Problemstellung zu betrachten. In einer Vielzahl von Studien und themenorientierter Literatur wurden bereits Untersuchungen zur Netzentwicklung unter den Rahmenbedingungen der Energiewende durchgeführt. Die verwendete Methodik und die Fragestellungen unterscheiden sich jedoch teilweise wesentlich, so dass ein Ergebnisvergleich und eine Gegenüberstellung des Aufbaus aller Untersuchungen nicht sinnvoll erscheinen.

Die hier vorgenommene Auswahl an fünf Untersuchungen stellt einen strukturierten Querschnitt dar und soll einen Überblick über die Ergebnisse der ausgewählten Studien und den *Netzentwicklungsplan Strom* geben. Auswahlkriterium für die Studien ist, dass jeweils das Verteilnetz als zentraler Forschungsgegenstand betrachtet wird. Neben den Untersuchungen zum Netzausbau sind thematisch mit den Stromspeichern und der Einführung von Smart Meter weiterführende Aspekte in die Auswahl eingeflossen. Der Netzentwicklungsplan Strom geht über den Schwerpunkt Verteilnetze hinaus und bildet Entwicklungen auf der Erzeugungsseite und generelle Netzausbaunotwendigkeiten ab. Er wird von den ÜNB erstellt, wobei die VNB in den Erstellungsprozess eingebunden sind. Folgende Studien wurden ausgewählt und werden nachfolgend vorgestellt:

- dena: Verteilnetzstudie 2012
- Netzentwicklungsplan Strom 2013
- Plattform Energienetze: Verteilernetzstudie 2014
- Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende 2014
- dena: Einführung von Smart Meter in Deutschland 2014

5.6.1 dena: Verteilnetzstudie 2012

Titel:	„Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“
Initiatoren/Herausgeber	Deutsche Energie-Agentur (dena), Technische Universität Dortmund / ef. Ruhr GmbH, Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Veröffentlichung	Dezember 2012
Objekte	Quantifizierung Ausbaubedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030, Variantenrechnung zum Investitionsbedarf, Analyse regulatorischer Rahmen
Methodik	Quantitative Netzmodellierung, Szenarienbetrachtung Ausbau EE, qualitative Analyse regulatorischer Rahmen

Vorläufer der Verteilnetzstudie 2012 sind die dena-Netzstudien I und II aus den Jahren 2005 und 2010. Die Autoren beschäftigten sich zunächst mit der Integration von Windenergie in das Stromnetz und anschließend mit der Integration der gesamten EE in die deutsche Stromversorgung.¹ Auf Ebene der Stromverteilnetze ist die dena-Verteilnetzstudie bundesweit die erste systematische Untersuchung dazu. Sie dokumentiert die wachsende Bedeutung und Aufgabenbreite für Stromverteilnetze im Vergleich zum vorherigen Versorgungssystem. Die Studie betrachtet insbesondere folgende Fragestellungen:

1. Wie entwickelt sich die Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur in Deutschland?
2. Wie hoch ist der Aus- und Umbaubedarf bei Berücksichtigung geeigneter Flexibilisierungsmaßnahmen und bei Beibehaltung der hohen Versorgungssicherheit?
3. Wie können regulatorische Rahmenbedingungen aussehen, die den Wandel in den Stromverteilnetzen begleiten?²

¹ Weiterführende Darstellungen in *Deutsche Energie-Agentur, Netzstudie, 2005* und *Deutsche Energie-Agentur, Netzstudie II, 2010*.

² Vgl. Kohler, S. *et al.*, dena-Verteilnetzstudie, 2013, S. 8f.

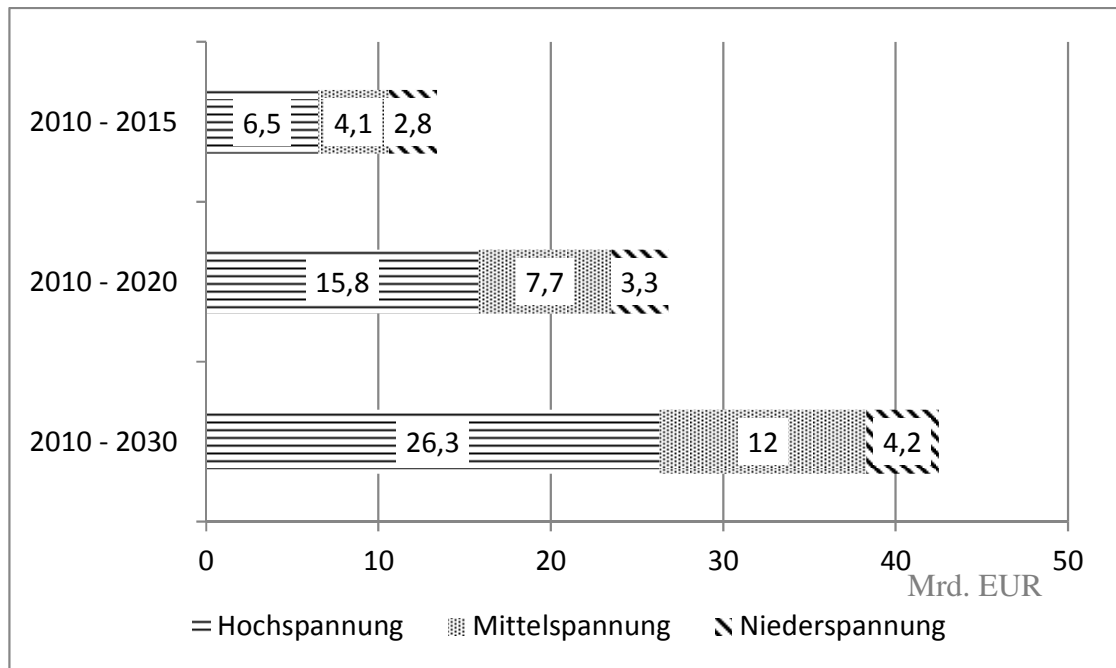
Das Studiendesign ermöglicht die Einbindung verschiedenster Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Verbänden in den Diskussionsprozess. Zentrale Bausteine sind die Projektsteuergruppe, bestehend aus Vertretern der Verteilnetzbetreiber und der dena, sowie die Forschungspartner für den technischen Teil Professor Rehtanz und für den regulatorischen Teil Professor Brunekreeft. Mit vertreten sind außerdem ein technischer und regulatorischer Expertenkreis für spezielle Detailfragen, ein Fachbeirat zur allgemeinen Beratung und die Prüfgutachter zur Prüfung der Studienergebnisse. Die Unternehmensvertreter haben aufgrund ihrer Einbindung Zugang zu Realdaten gewährt.

Um den unterschiedlichen Anforderungen von Seiten der Technik und von Seiten der Regulierung zu genügen, teilt sich die Studie in ein technisches und ein regulatorisches Gutachten auf. Die technische Analyse dokumentiert die Anpassung der Stromverteilnetze an die Aufnahme von EE. Als Grundlage dient hier zum einen das Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2012, das für 2030 einen Anteil regenerativer Energie an der Stromerzeugung in Höhe von 62 % erwartet. Zum anderen baut die Analyse auf dem Bundesländerszenario auf, das für 2030 einen EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage von 82 % in Augenschein genommen. Für die Analyse werden die Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung betrachtet. Anhand der realen Netzdaten von 16 VNB in Deutschland wird der Betriebsmittel- und Investitionsbedarf auf Deutschlandebene hochgerechnet. Die Hochrechnung erfolgt anhand der zwei o.g. Szenarien in verschiedenen Varianten der Netzplanung. Als Instrumente dienen u.a. eine Clusteranalyse der Netze sowie modellbasierte Netzberechnungen. Das Ergebnis sind Erweiterungsinvestitionen in Deutschland für die Basis- und Variantenrechnungen. Das regulatorische Gutachten baut auf diesen Ergebnissen auf und setzt sie in Simulationen zu Ersatzinvestitionen und Netzkosten um. Sie basieren auf einer Klassifizierung der VNB nach Investitionsbedarf. Am Ende stehen Aussagen zur Suffizienz der Anreizregulierung bezüglich der Investitionsbewältigung durch die VNB, da die jeweiligen Erlösobergrenzen dem Investitionsbedarf der VNB gegenübergestellt werden.

Im Ergebnis ist der Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf im deutschen Stromverteilnetz bis 2030 groß. Für diesen Zeitraum wird ein Ausbaubedarf von insgesamt 135.000 km festgestellt. Der Großteil erstreckt sich auf die Ebenen der Mittelspannung mit 72.100 km und der Niederspannung mit 51.600 km. Insgesamt handelt es sich um

einen prognostizierten Investitionsbedarf bis 2030 zwischen 27,4 Mrd. EUR im Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2012 und 42,5 Mrd. EUR im Bundesländerszenario. Das nachfolgende Balkendiagramm in Abbildung 34 auf der nächsten Seite fasst den Investitionsbedarf für die in der Studie betrachteten Jahre und Spannungsebenen zusammen.

Abbildung 34: Investitionsbedarf im Verteilnetz



Quelle: Vgl. *Deutsche Energie-Agentur*, Verteilnetzstudie - Basisszenario, 2012

Im Hinblick auf das regulatorische Umfeld zeigte sich, dass insbesondere für VNB mit hohem Ersatz- und Erweiterungsbedarf eine Erwirtschaftung der gesetzlich vorgesehenen Rendite nicht möglich war. Zum Zeitpunkt der Studie bestanden unzulängliche Anreize, um notwendige Investitionen zu finanzieren. Eine Verbesserung der Investitionsbedingungen wurde durch den in der ersten Regulierungsperiode vorhandenen Erweiterungsfaktor erreicht. Gleichwohl verteilte dieser die zusätzlichen Erlöse nicht entsprechend den tatsächlich entstehenden Erweiterungsmaßnahmen. Insbesondere für VNB mit hohem Erweiterungsbedarf war die vorgesehene Rendite auch mit Hilfe des Erweiterungsfaktors unerreichbar. Das wirtschaftliche Auskommen der ARegV war im Ergebnis nicht für alle VNB gegeben. Letztlich waren die VNB mit hohem Erweiterungsbedarf, den Entwicklungen der Energiewende und den gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG und der ARegV wirtschaftlich ausgesetzt. Mögliche Regulierungssys-

temalternativen in Deutschland, eine Quantifizierung der Erzeugungsüberschüsse und die Frage, wie mit ihnen umgegangen wird, blieben unbeachtet.

5.6.2 Netzentwicklungsplan Strom 2013

Titel:	„Netzentwicklungsplan Strom 2013“
Initiatoren/Herausgeber	50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW, Bundesnetzagentur
Zeitraum	seit 2012 jedes Jahr fortlaufend
Objekte	ÜNB, VNB, Netzgebiete
Methodik	Quantitative Netzsimulationen, Szenariobetrachtung

Die Entwicklung des NEP ist ein fortlaufender, iterativer Prozess. Zweijährlich werden energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigt. Die Grundlage bildet der Szenariorahmen, der auf den Eingangsgrößen Art, Menge und geografische Verteilung der regenerativen Erzeugung, der Verbrauchs- und der Kraftwerksparkentwicklung für die kommenden zehn beziehungsweise zwanzig Jahre basiert. Der Szenariorahmen wird von den Betreibern der Übertragungsnetze erarbeitet und von der Öffentlichkeit evaluiert. An dieser Stelle können dann VNB ihre Anmerkungen in den Prozess einbringen. Laut § 12b (3) Satz 3 sind:

die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] verpflichtet, mit den Betreibern von Übertragungsnetzen in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung des Netzentwicklungsplans zu gewährleisten; [...]

Das Endergebnis der Szenarien wird von der Bundesnetzagentur genehmigt. Der NEP baut darauf auf und trägt die den Szenarien folgenden Netzausbaumaßnahmen zusammen. Richtschnur ist dabei eine für die Öffentlichkeit nachvollziehbare Darstellung, da der NEP in insgesamt drei Entwürfen der Gesellschaft für Äußerungen zur Verfügung gestellt wird.

Innerhalb der Netzausbaubedarfsermittlung spielt der NEP eine gewichtige Rolle. Nach der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur dient der Bundesbedarfsplan als gesetzliche Grundlage und fließt als Planungsgrundlage in die anschließende Bundesfachplanung und die Planfeststellungsverfahren mit ein. Den einzelnen Planfeststellungsverfahren nimmt der NEP allerdings keine finalen Ergebnisse vorweg und enthält dementsprechend keine gesetzlich verpflichtende Netzplanung, an der genaue Kosten ableitbar wä-

ren. Im Ergebnis sind die Erstellung und die Einordnung des NEP in die Bedarfsermittlungs- und tatsächlichen Planungsprozesse zu unterscheiden.

Große Bedeutung für die zentralen Ergebnisse des NEP haben die Ausbauziele der Bundesregierung für die Offshore-Windenergie. Diese sehen vor, bis zum Jahr 2030 25.000 MW installierte Leistung in Nord- und Ostsee zu errichten. Diese Entwicklung führt im Vergleich zum vorhergehenden NEP zu einer Bestätigung des Ausbaubedarfs von 3.800 km an Übertragungsnetzen. Unter dem Gesichtspunkt der installierten Leistung sind die Übertragungsleitungen aus dem Norden in den Süden im Vergleich zum NEP 2012 um 5 GW erweitert worden. Die Investitionskosten stiegen in der Kalkulation um 1 Mrd. EUR auf bis 2023 geschätzte 23 Mrd. EUR.

Durch den zeitlichen Umfang der Investitionsprojekte und die zweijährliche Erstellung des NEP wird das Ziel der Investitionssicherheit unterlaufen. Die zweijährliche Einflussnahme auf die Planungsgrundlage schafft auf der einen Seite Transparenz, auf der anderen Seite bekommt der NEP dadurch einen immerwährenden vorläufigen Charakter.

5.6.3 Plattform Energienetze: Verteilernetzstudie 2014

Titel:	„Moderne Verteilernetze für Deutschland“
Initiatoren/Herausgeber	Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW), Offis – Institut für Informatik, ein An-Institut der Universität Oldenburg
Veröffentlichung	September 2014
Objekte	Quantifizierung Ausbaubedarf deutscher elektrischer Verteilernetze bis 2032, Anforderungen an bestehende Netzstruktur
Methodik	Quantitative Modellnetzsimulation, Szenarioanalyse, qualitative Handlungsempfehlungen zur Netzplanung

Das oberste Ziel der Studie ist, den Ausbaubedarf der deutschen elektrischen Verteilernetze bis 2032 zu quantifizieren. Dies erfolgt anhand eines Kosten- Nutzen-Vergleichs zwischen konventionellem Netzausbau und dem Einsatz innovativer Planungskonzepte und Technologien wie Erzeugungsmanagement, Blindleistungsmanagement, Lastmanagement und intelligente Netztechnologien. Das Ergebnis sind formulierte Umset-

zungshindernisse und Empfehlungen zu ordnungspolitischen Maßnahmen, die den Verwaltungsgebungsprozess begleiten.

Der modulare Studien- und Modellaufbau ermöglicht die Betrachtung heterogener Netzstrukturen. Eine Simulation der einzelnen VNB ist nicht möglich, daher werden die Modellnetzklassen als Abbildung der Versorgungsaufgabe genutzt. Hierzu werden Verteilernetzbetreiber in acht Modellnetzklassen für die Mittelspannungsebene und zehn Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene eingeteilt, deren Entwicklung in verschiedenen Zubaufaden bis 2032 simuliert wurde. Diese werden zum Großteil aus der Verteilung von Verbrauchslasten und der Einspeisung von EE-Anlagen geprägt. Durch die Verwendung realer Netzstrukturparameter werden mehrere 100.000 Modellnetze je Modellnetzklasse erstellt, die in Summe das Verteilnetz in seiner aktuellen Ausprägung wiedergeben. Die einzelnen Zubaufade werden darauf aufbauend für jedes Modellnetz berechnet. Aus der anschließenden Simulation ergeben sich die Lastflüsse und der Netzausbaubedarf. Hierbei wird der Netzausbaubedarf anhand der Anwendung intelligenter Technologien und der Anwendung konventioneller Planungsgrundsätze differenziert. Die Simulationsergebnisse werden nach Regionen und nach Spannungsebenen in Deutschland aggregiert und angesichts ihrer gesamtwirtschaftlichen Kosten bewertet.¹

Die Gesamtergebnisse bestätigen die Aussagen der dena-Verteilnetzstudie. Im Zubaufad „Bundesländerszenario“ – zugleich das Maximalszenario – werden bis 2032 206 GW installierte Leistung an EE-Anlagen in deutschen Verteilernetzen angeschlossen. Dies ruft einen kumulierten Investitionsbedarf von 48,9 Mrd. EUR hervor. Neben einer Reihe weiterer spezifischer Aussagen zur Wirksamkeit innovativer Planungskonzepte und Technologien, werden durch den Einsatz ebendieser im Vergleich zur dena-Studie lediglich abgeschwächte Einsparpotenziale in Höhe von 20 % der Gesamtkosten bis 2032 gesehen. Die dena-Studie kam im Ergebnis zu einem 50 %igen Einsparpotenzial der Investitionen. Hervorzuheben ist zudem das Potenzial der Abregelung von Erzeugungsspitzen. Hier können laut Verteilernetzstudie durch die Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisespitzen von EE-Anlagen bereits 40 % des Netzausbaus eingespart werden. Es zeigt sich, dass ein auf maximale Aufnahmefähigkeit ausgelegter Netzaus-

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*, Verteilernetzstudie, 2014, S. 17.

bau zu unverhältnismäßigen Gesamtkosten führt und das Erzeugungsmanagement in die Netzplanung zu integrieren ist.

Die Modellberechnungen verdeutlichen, dass der Ausbaubedarf vorwiegend auf der MS-Ebene stattfindet. Hier sind 64 % der VNB vom Netzausbau betroffen, während es im NS-Bereich nur 35 % sind. Darüber hinaus liegt der durchschnittliche Ausbaubedarf bei Netzbetreibern in den zwei am höchsten eingestuften Modellklassen im MS-Bereich zwischen 40-70 %, im Vergleich zu 8-13 % im NS-Bereich. Festzuhalten bleibt, dass die Integration von PV-Anlagen den Ausbau im NS-Bereich vorantreibt, während der Ausbau im MS-Bereich neben der Windeinspeisung auch vom EE-Zubau in den unterlagerten Netzen mitbestimmt wird. Als Folge findet der Netzausbedarf überwiegend in ländlich geprägten und weniger in städtisch geprägten Verteilnetzen statt.

Als Empfehlung schließt die Untersuchung mit der regulatorischen Differenzierung der Netzbetreiber nach EE-Einspeisung und einer Wahlfreiheit der im Netzausbau anzuwendenden Technologie. Das Ziel der Vergleichmäßigung der Netzausbaukosten zwischen den Regionen wird als ordnungspolitische Herausforderung formuliert. Aus regulatorischer Sicht bleiben die Einführung und Kostenaufteilung der Smart Meter und die Frage nach einer veränderten Netzentgeltsystematik unberücksichtigt.

5.6.4 Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende 2014

Titel:	„Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz“
Initiatoren/Herausgeber	Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher OTH Regensburg (FENES), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW), ef. Ruhr GmbH, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen (ISEA)
Veröffentlichung	September 2014
Objekte	Bedarf von Stromspeichern im Übertragungs- und Verteilnetz bis 2033 und bei 90 % Anteil erneuerbarer Energien in der Erzeugung
Methodik	Komparative Analyse, quantitative Modellierungen, Studienanalyse, Expertenbefragung

Die Studie leistet einen Beitrag, um die Diskussion zu Stromspeichern weiterzuentwickeln und zu strukturieren. Sie ordnet den Begriff der Stromspeicher ein und veranschaulicht den Bedarf an Stromspeichern in den verschiedenen Anwendungen. Diese sind der Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Nachfrage und die Systemdienstleistungen im Stromsektor. Hierfür werden insbesondere Märkte für Batterien und Power-to-Gas und andere Power-to-Anwendungen untersucht. Die Analysen umfassen einen Szenarienvergleich zur Entwicklung der Stromspeicher auf Ebene des Übertragungs- und Verteilnetzes sowie eine qualitative Bewertung von einzelnen Systemdienstleistungen und die Abschätzung zukünftiger Märkte.

Die verwendeten Methoden zielen auf eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung mit Fokus auf den Systemgesamtkosten der Stromerzeugung ab. Dazu werden quantitative Modellierungen der zukünftigen Stromerzeugung auf Ebene des Übertragungsnetzes durchgeführt und der erforderliche Netzausbau auf Verteilnetzebene abgeschätzt. Zu betonen ist die vollständige, quantitative Datenangabe der Annahmen und Szenarien im Anhang der Studie.

Im Ergebnis lassen sich folgende drei Schlussfolgerungen festhalten: Erstens muss der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht auf den Ausbau der Stromspeicher warten. In den kommenden zwei Jahrzehnten sind andere Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Lastmanagement oder Stromimport- und -export günstiger. Zweitens wird ein dynamisches Wachstum des Marktes für Energiespeicher angenommen. Neben der Energiewirtschaft sind hier insbesondere andere Anwendungsfelder, wie der Verkehrs- oder Chemiesektor, Treiber der Entwicklung. Zuletzt werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für Stromspeicher zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten wie z. B. am Regelleistungs- oder Kapazitätsmarkt diskutiert. Die Empfehlung der Studie lautet, diese Märkte technologieoffen zu gestalten und somit den Zugang von Stromspeichern zu ermöglichen. Aus Verteilnetzsicht hervorzuheben ist die Schlussfolgerung, Speicher als Elemente in den Baukasten der Netzbetreiber aufzunehmen. Dies würde eine Refinanzierung über die Erlösobergrenze ermöglichen und in speziellen Fällen kostengünstiger als ein Netzausbau sein. Zugleich entspricht es dem Ziel der Kosteneffizienz der Anreizregulierung.

5.6.5 dena: Einführung von Smart Meter in Deutschland 2014

Titel:	„Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen“ (kurz: dena-Smart-Meter-Studie; dena-SMS).
Projektleitung:	Deutsche Energie-Agentur (dena)
Projektpartner:	AllgäuNetz GmbH & Co. KG, DREWAG NETZ GmbH, Die Netzwerkpartner e.V., E.DIS AG, EWE NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, münsterNETZ GmbH, Netze BW GmbH, RWE Metering GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Thüga Aktiengesellschaft.
Forschungspartner:	Kostengutachten: Deloitte & Touche GmbH unter Leitung von Ludwig Einhellig Netzgutachten: TU Dortmund / ef. Ruhr unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz Regulatorisches Gutachten: Jacobs University Bremen unter Leitung von Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Veröffentlichung	Juli 2014

Die dena-Smart-Meter-Studie (SMS) leistet einen Beitrag zur Diskussion über die Notwendigkeit von Smart Meter (SM) in Deutschland. Hintergrund ist der andauernde Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen, der Veränderungsprozesse und eine Neuorganisation der Netzbetreiber nach sich zieht. Hierfür spielen Monitoring- und Steuerungseinrichtungen zukünftig eine wichtige Rolle. Das Ziel der Einführung von SM ist die verbesserte Datengenerierung in Verbrauchsgruppen, die weniger als das bisher mit einer registrierten Leistungsmessung ausgestattete Kundensegment von 100.000 kWh Jahresverbrauch aufweisen. Durch die verbesserte Datenlage sollen Anreize entstehen, die EE-Erzeugung mit der Verbrauchssituation zu harmonisieren: Konkret dienen die SM einer verbesserten Verbrauchsdaten- und Netzzustandsdatenerfassung – insbesondere auf niederen Spannungsebenen. Darüber hinaus ermöglichen sie den Marktakteuren durch die Informationsaufbereitung der Verbrauchsdatenmessung bisher ungenutzte Energieeffizienzpotenziale zu erschließen. Sie bilden die Voraussetzung für veränderte Lastprofile und veränderte Tarifangebote.

In verschiedenen Szenarien werden Handlungsempfehlungen für einen SM Rollout (SMRO) erläutert. Die zwei dargestellten Szenarien unterscheiden sich in der Einbaupflicht von intelligenten Messsystemen (iMSys) und intelligenten Zählern (iZ) sowie in der Möglichkeit eines aktiven Einspeisemanagements für EE-Erzeuger. Lastverschie-

bungspotenziale gelten für beide Szenarien. Der Betrachtungszeitraum liegt zwischen 2016 und 2030. Anhand struktureller Parameter werden drei virtuelle Netzbetreiber-Typen gebildet: städtische, halbstädtische und ländliche.

Ziel der Studie ist es, eine operative Ausgestaltung des SMRO, den spezifische Nutzen von SM zur Vermeidung von Netzausbau und -umbau sowie eine künftige Netzplanung darzulegen. Außerdem soll ein Beitrag für die weitere Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen geleistet werden. Hierzu werden ein Kostengutachten, ein Netzgutachten und ein regulatorisches Gutachten vorgestellt. Diese wurden jeweils mit den oben genannten Forschungspartnern erarbeitet. Im Folgenden wird aufgrund des Schwerpunktes dieser Arbeit das regulatorische Gutachten vorgestellt.

Im regulatorischen Gutachten werden die Effekte dreier Regulierungsmodelle untersucht: Erlösobergrenze mit Regulierungskonto (EOG mit RegK), EOG CAPEX t-0 (EOG Ansatz ohne CAPEX Zeitverzug) und Preisobergrenze (POG). Die Modellvarianten werden nach ihrem Umgang mit den SMRO-Kosten qualitativ und quantitativ beurteilt. Kriterien sind die Kostendeckung, der Wettbewerb auf dem Messstellenbetrieb und die zeitliche Verstetigung der Kosten – also eine möglichst gleichmäßig intertemporale Verteilung der Kosten. Im Ergebnis zeigt sich, dass das Zieldreieck aus Kostendeckung, Wettbewerb und zeitlicher Verstetigung bei keiner Modellvariante gleichzeitig erreichbar ist und die künftige Kostenanerkennung des SMRO offen bleibt.

Im Ausblick der Studie wird festgehalten, dass keine abschließenden Erkenntnisse vorliegen, ob SM einen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende in Deutschland leisten. Weitere Einsatz- und Nutzenfelder von SM müssen genauer analysiert werden. Insbesondere in Abwägung der Einsatzgebiete von iMSys gegenüber iZ wird empfohlen, weitere Analysen durchzuführen.

Die genaue Ausgestaltung eines Regulierungsmodells wird als nächster, wichtiger Schritt definiert. Das enorme Finanzierungsvolumen stellt dabei eine große volkswirtschaftliche Herausforderung dar. Es ist wichtig, dass die Kosten eines SMRO möglichst adäquat durch die Regulierung abgebildet werden. Die untersuchten Regulierungsmodelle erscheinen aufgrund der heterogenen Strukturen der Netzbetreiber schwer realisierbar. Zur sachgerechten Kostenermittlung sind geeignete, die netzspezifischen Gege-

benheiten berücksichtigende Kostenanalysen notwendig. Hierfür muss ein neues Regulierungsmodell definiert werden.

5.6.6 Studiensynopse Netzausbau und kritische Würdigung der Untersuchungsergebnisse

Das Wissen um Trends und deren quantifizierte und qualitative Abschätzung zukünftiger Entwicklungen ist unentbehrlich für eine pro-aktive Unternehmenspolitik der Netzbetreiber. Insbesondere ist die Trendbeobachtung hilfreich für die strategische Einordnung langfristiger Investitionsentscheidungen für die Betriebsmittel der Stromnetze. Bei den betrachteten Studien handelt es sich um allgemein zugängliche Analyseergebnisse, die wissenschaftlichen Ausarbeitungsstandards entsprechen. Sie begleiten die Diskussion über die Verteilnetze im Kontext der Energiewende und finden eine hohe Akzeptanz in der Wissenschaft, der Energiewirtschaft und der allgemeinen Öffentlichkeit. Eine kritische Würdigung umfasst eine Einordnung der Ergebnisse in einen Themenrahmen und basiert in der Regel auf einer individuellen Sichtweise. Sie kann in unterschiedlicher Form erfolgen. Möglich ist eine kritische Auseinandersetzung mit den Fragestellungen, angewendeten Verfahren oder Argumentationslinien. Dies soll hier nicht erfolgen. Vielmehr ist der Nutzen der Studien im Kontext der Problembetrachtung der Verteilnetze in der Energiewende Gegenstand der durchgeführten kritischen Würdigung.

Die ausgewählten Studien sind öffentlich zugänglich, und die angewendeten Verfahren und Daten sind nachvollziehbar. Ebenso sind eine klare Strukturierung der Arbeiten und eine Abgrenzung zu weiterführenden Fragestellungen erkennbar. Hingegen kann eine vollständige Wertneutralität in der Ergebnisbewertung nicht vollends unterstellt werden. So sind Annahmen, Prognosen und Szenarien zu überprüfen, da mit ihnen Unsicherheiten einhergehen.

In ihrer zeitlichen Erscheinungsreihenfolge bauen die Studien des BMWi und der Agora Energiewende auf der dena-Verteilnetzstudie auf, welche die Verteilnetze erstmals als zentrales Erkenntnisobjekt zum Inhalt hatte. Sie erweitern den Forschungsrahmen und bestätigen die Relevanz der Fragestellungen um die Verteilnetze. Die Verteilernetzstudie verbessert die Darstellungstiefe durch eine Differenzierung in Regionen und Spannungsebenen. Bei der Studie der Agora Energiewende liegt der explizite Fokus auf dem Thema der Stromspeicher und deren Rolle im Verteilnetz. Die Arbeit ordnet die Be-

griffllichkeit der Stromspeicher in die Verteilnetzbetrachtung ein. Im Ergebnis liefern die Studien Orientierung und einen Rahmen für die politische und praktische Umsetzungsdiskussion der Energiewende und der Regulierung in den Verteilnetzen.

Für die konkrete Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz nach Netzebenen sind seit 2011 allein drei große Untersuchungen entstanden: BDEW-Verteilnetzstudie, dena-Verteilnetzstudie und BMWi-Verteilernetzstudie. Dabei wird der Netzausbaubedarf im Verteilnetz in verschiedenen Szenarien und Zeitbezügen betrachtet. Die zentralen Ergebnisse sind in den auf den nächsten Seiten folgenden Tabellen 8 und 9 aufgeführt. Tabelle 8 zeigt das Erscheinungs- und Bezugsjahr der Studien auf, sowie die Ergebnisse in Ausbaukilometern den Netzebenen zugeordnet. Die vorletzte Spalte fasst den Ausbaubedarf zusammen, und die letzte Spalte zeigt den errechneten Gesamtinvestitionsbedarf auf. Es wird deutlich, dass sich die Ergebnisse je nach verwendetem Szenario maßgeblich – auch innerhalb der Studien – unterscheiden. Allein die Spannbreite im Ausbaubedarf liegt zwischen 380.650 km und 131.317 km. Das korrespondiert mit den Ergebnissen zum Investitionsbedarf, sie weisen eine Spannbreite für das Bezugsjahr 2032 von 48,9 Mrd. EUR und 23,2 Mrd. EUR auf. Ebenso wurde allein in der Untersuchung des BDEW für das Bezugsjahr 2020 ein Investitionskorridor zwischen 10 und 27 Mrd. EUR errechnet, der sich auf Ausbaukilometer zwischen 195.350 km und 380.650 km bezieht.

Tabelle 8: Studiensynopse Netzausbaubedarf im Verteilnetz nach Netzebenen

	Erscheinungs- jahr	Bezugsjahr	Ausbau Hochspannung (km)	Ausbau Mittelspannung (km)	Ausbau Niederspannung (km)	Gesamt (km)	Investitionen (Mrd. EUR)
BMWI-Verteiler- Netzstudie (EEG 2014)	2014	2032	10.820	70.104	50.393	131.317	23,2
BMWI-Verteiler- Netzstudie (NEP 2013, B)	2014	2032	12.760	58.552	73.852	145.164	28,1
BMWI-Verteiler- Netzstudie (Bundesländer)	2014	2032	22.391	138.436	118.488	279.315	48,9
dena-Verteil- netzstudie (NEP 2011, B)	2012	2030	35.610	72.051	51.563	159.224	27,5
dena-Verteil- netzstudie (Bundesländer)	2012	2030	39.544	117.227	57.229	214.000	42,5
BDEW- Verteilnetzstudie (Energie- Konzept 2020)	2011	2020	350	55.000	140.000	195.350	10-13
BDEW- Verteilnetzstudie (BMU-Leitszenario 2020)	2011	2020	650	140.000	240.000	380.650	21-27

Quelle: eigene Zusammenstellung aus den vorliegenden Studien

Die Tabelle 9 auf der nächsten Seite setzt die Betrachtung fort und zeigt die Ergebnisse zu den verwendeten Kosten auf. Im Vergleich der Kosten je Spannungsebenen in EUR je km liegt die Hochspannungsebene mit großem Abstand vorn. So betragen die minimalen Kosten der Studien für die Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung 200.000 EUR/km, 80.000 EUR/km und 49.166 EUR/km. Das gerundete Verhältnis zwischen Hoch- und Niederspannung liegt bei 4 zu 1. Bei den maximalen Kosten sind die Werte analog der oberen Reihenfolge bei 990.987,5 EUR/km, 167.970,4 EUR/km und 92.076,3 EUR/km. Das gerundete Verhältnis zwischen der Hoch- und Niederspannung erhöht sich auf 10 zu 1.

Tabelle 9: Studiensynopse Kosten – Netzausbau im Verteilnetz nach Netzebenen

	Kosten HS (EUR pro km)	Kosten MS (EUR pro km)	Kosten NS (EUR pro km)	Gesamtkosten HS (Mrd. EUR)	Gesamtkosten MS (Mrd. EUR)	Gesamtkosten NS (Mrd. EUR)
BMWI-Verteiler-Netzstudie (EEG 2014)	964.880	115.828	92.076	10,4	8,1	4,6
BMWI-Verteiler-Netzstudie (NEP 2013, B)	990.987	167.970	76.098	12,6	9,8	5,6
BMWI-Verteiler-Netzstudie (Bundesländer)	982.761	123.631	82.540	22,0	17,1	9,8
dena-Verteilnetzstudie (NEP 2011, B)	447.908	110.685	69.333	16,0	8,0	3,6
dena-Verteilnetzstudie (Bundesländer)	666.346	101.512	74.263	26,4	11,9	4,3
BDEW-Verteilnetzstudie (Energie-Konzept 2020)	200.000	80.000	49.286	0,1	4,4	6,9
BDEW-Verteilnetzstudie (BMU-Leitszenario 2020)	200.000	80.000	49.167	0,1	11,2	11,8

Quelle: eigene Zusammenstellung aus den vorliegenden Studien, eigene Berechnungen

Ein wesentlicher Kritikpunkt an den ausgewählten Studien ist die Überdimensionierung der im Zusammenhang mit dem beschriebenen Systemumbau benötigten Netzinfrastuktur. Die Annahme, dass die erzeugte Elektrizität auch bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stets abgenommen und transportiert werden muss, bedeutet nicht zwangsläufig einen volkswirtschaftlich optimalen Netzausbau. Dieser ist gegeben, wenn der Nutzen aus sinkenden Erzeugungskosten die Netzausbaukosten übersteigt.¹ Gleiches gilt für die Errichtung von Speicherkapazitäten. Die Untersuchungsergebnisse müssen auf ihren volkswirtschaftlichen Nutzen hin überprüft werden.

5.7 Zwischenfazit

In den Kapiteln 3 bis 5 wurden die Energiepolitik mit der aus ihr hervorgegangenen Energiewende und ihre konkreten Auswirkungen auf die Verteilnetze unter Berücksichtigung einer empirischen Analyse zur Entwicklung der erneuerbaren Energien beschrieben. Die für diese Arbeit relevanten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

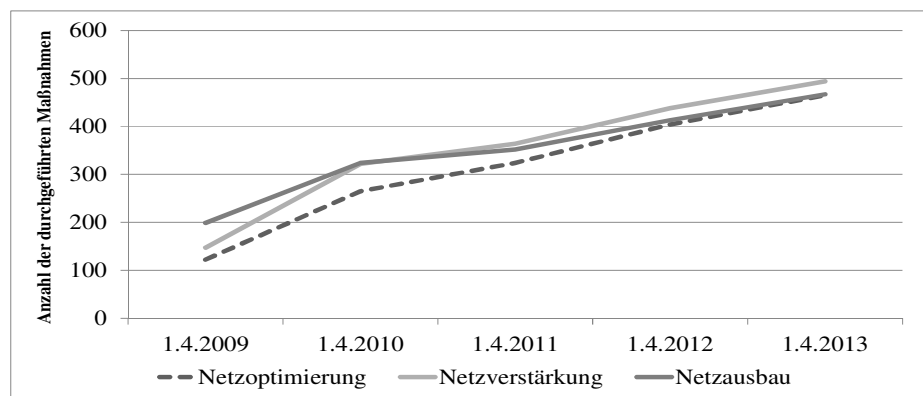
¹ Vgl. Bräuninger, M. et al., Stromtransport, 2014, S. 31.

- Die Energiepolitik formuliert strategische Ziele, die aber faktisch impulsgetrieben verändert werden können. Im Lichte der Ergebnisse der Untersuchung verbirgt sich hinter dem Begriff der Energiewende die veränderte Priorisierung im energiepolitischen Zieldreieck mit einer definierten Auswahl der Instrumente und Technologien. Sie ist eine politisch beschlossene und von Diskontinuitäten geprägte, technologiegetriebene Veränderung der Stromerzeugung mit unmittelbaren Auswirkungen auf die Struktur und den Betrieb der Stromnetze sowie auf den Stromverbrauch. Der Stromsektor ist durch die quantitativen Ziele aus dem Energiekonzept der Vorreiter bei der Umstellung auf erneuerbare Energieerzeugung. Wesentlich in der Perspektive der Netzbetreiber ist das Erfordernis einer Erhöhung ihres Kapitalstocks, um Netzanbindung und -integration zu realisieren.
- Die empirische Analyse zeigt, dass sich bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Charakteristika der Energieträger nicht verändern. Das zeitliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch bleibt ohne veränderte Anreize weiter erhalten. Extremsituationen von zeitgleich starker Erzeugung und schwachem Verbrauch resultieren in großen Übererzeugungsmengen. Der Bedarf, ausreichend steuerbare Erzeugungskapazität weiterhin vorzuhalten, bleibt in Extremsituationen vice versa bestehen. Die gesetzlichen Vorschriften zur Versorgungssicherheit lassen derzeit keinen anderen Handlungsspielraum zu.
- Die Veränderungen in der räumlichen Verteilung der installierten Erzeugungsleistung ergeben eine doppelte Asymmetrie. Zum einen scheiden mit den Kernenergieanlagen zentrale Großkraftwerke, die räumlich unterschiedlich verteilt sind, aus dem Markt aus. Zum anderen berücksichtigt der Zubau der erneuerbaren Erzeugungsträger diese Veränderung nicht, sondern schafft eigene Ungleichgewichte. Die ländlichen VNB integrieren einen Großteil der erneuerbaren Anlagen. Für den Beitrag der installierten Leistung zur benötigten Jahresarbeit kommt es in einigen Netzgebieten daher bereits heute bilanziell nahezu zu einer Komplettversorgung durch die Energieträger Wind und solare Strahlungsenergie. Urbane Siedlungsräume, in denen der Verbrauch die EE-Erzeugung übersteigt, sind von der Energiewende deutlich weniger betroffen als Regionalver-

sorger, da die Anzahl der anzuschließenden EEG-Anlagen wie Photovoltaik- oder Windenergieanlagen aufgrund des fehlenden verfügbaren Platzes im Vergleich sehr gering ist (Flächenrestriktion). Im Ergebnis spielen die regional unterschiedlichen Verbrauchs- und auch Erzeugungsmuster eine wichtige Rolle. Verteilnetzbetreiber, die erneuerbaren Strom abtransportieren müssen, können Netzausbaubedarf haben, trotz eines in Summe abnehmenden Stromverbrauchs.

- Die konkreten Auswirkungen der Energiewende auf die Verteilnetze sind vielfältig. Die gesetzliche Anschluss- und Abnahmepflicht regenerativer Strommen gen stellt die VNB vor große Aufgaben. In der Erzeugung zeigt die Analyse, dass der politischen Energiewende 2010/ 2011 eine Investitionswende bei den Erzeugungstechnologien seit 2008 voranging. Diese Erzeugungsveränderung hat in den vergangenen Jahren grundlegend zu einer verstärkten Aktivität unter den VNB geführt. Dies belegt der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2013. Die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilnetz haben seit 2009 in allen Bereichen stetig zugenommen und sich in diesem Zeitablauf mehr als verdoppelt (vgl. Abb. 35).

Abbildung 35: Anzahl NOVA-Maßnahmen



Quelle: vgl. Bundesnetzagentur et al., Monitoringbericht, 2013, S. 55.

- Die Netzplanungsgrundlage wandelt sich von maximaler Lastbewältigung hin zu maximaler Übertragungsfähigkeit. Dies kann durch Erhöhung der Netzkapazität mit konventionellem Ausbau oder durch die Aufrüstung der Netze mittels Mess-, Steuer-, Regel-, Schutz- und Automatisierungstechnik zur Vermeidung und Reduktion von Netzausbau bewältigt werden.

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass sich durch die Energiewende das Verteilnetz und sein Betrieb grundlegend verändern. Die originären Aufgaben der VNB bleiben jedoch gleich. Eine Verbindung der Energiekonzeptinhalte zu Netzthemen ist nur ansatzweise zu erkennen. Zwar ist das Thema Netzausbau verankert, allerdings ohne ausreichende regulatorische Verknüpfung. Die Folgen der Ziele der Energiewende für das Stromnetz betreffen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gleichermaßen, jedoch mit regional unterschiedlichen Ausgestaltungen. Das Verteilnetz im Speziellen wird in einigen Netzgebieten von einem Bezugsnetz zu einem Rückspeisungsnetz – und dies zu verschiedenen Zeiten. Diese steigende Netzdynamik führt zu erhöhten Anforderungen der Betriebssicherheit und findet sich häufig in Spannungsebenen kleiner als 110 kV.¹ In Summe erhöhen die betrachteten Folgen der Ziele des Energiekonzeptes die Komplexität im Netzbetrieb durch die verbrauchsferne dezentrale Erzeugung und den Ausgleich der Prognoseabweichung. Einen zusammenfassenden Überblick über die Ergebnisse der betrachteten Themenbereiche gibt die nachfolgende Tabelle 10.

¹ Vgl. *Pardatscher, R. et al.*, Oberschwingbelastung, 2014, S. 2f.

Tabelle 10: Synopse Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze

Themenbereich	vor 2010/2011	nach 2010/2011 und in Zukunft
Stromverbrauch	Erzeugung folgt Last; Energieeffizienz spielt bei Produktherstellung eine untergeordnete Rolle; EE-Erzeuger als Volleinspeiser und kaum Eigenverbrauch	Last folgt Erzeugung; verstärkte Investitionen in Energieeffizienz; Eigenverbrauch gewinnt an wirtschaftlicher Attraktivität; Veränderung der Verbrauchsprofile
Erzeugungs-entwicklung	sternförmige Kraftwerksstruktur (wenige Großanlagen); Lastfolgebetrieb mit Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken; örtliche und zeitliche Gleichgewichte durch nachwirkende Struktur der Gebietsmonopole	netzförmige Kraftwerksstruktur (Mischung aus wenigen Groß- und vielen Mittel- und Kleinanlagen); wetterabhängige Stromerzeugung mit steuerbaren Residuallastkraftwerken; örtliche und zeitliche Ungleichgewichte verstärken sich durch KKW-Ausstieg und EE-Ausbau; erhöhte Beanspruchung von Netzbetriebsmitteln
Zusammenarbeit ÜNB/VNB	klare Systemverantwortung beim ÜNB; Energieflussrichtung vom ÜNB zum VNB; Großteil der Erzeugungsleistung beim ÜNB an das Höchstspannungsnetz angeschlossen	Beitrag zur Systemverantwortung durch VNB wächst; bidirektionale Energieflussrichtung; Großteil der EE-Erzeugungsleistung in den Spannungsebenen beim VNB; verändert Stromnetzplanung, die u.a. auf der Kombination von Erzeugungs- und Verbrauchslast beruht; Netzentwicklungsplan Strom
Speicher	ausreichende Speicherkapazität zur Abdeckung der Spitzenlast	Stromspeicher als zentrales Zukunftsthema (Auffangen von Überschussstrom und zur Netzstabilität)
Messwesen	analoge Messanlagen	kommunikationsfähige, elektronische Messanlagen

Quelle: eigene Auflistung

6 Anreizregulierung und Ausgestaltung der Netzentgelte in Deutschland

Die Kapitel 6-8 sind eine positive Analyse der Regulierung. Die positive Analyse ist die Wirkungsanalyse der bestehenden Regulierung, die normative Analyse hingegen betrachtet Gestaltungsoptionen. Während sich die normative Theorie auf die Optimierung der eingesetzten Regulierungsinstrumente aus allokationstheoretischer Sicht konzentriert, lehnt sich die positive Theorie an die neue politische Ökonomie an. Hier steht der Regulierungsprozess als Analyseobjekt im Mittelpunkt.

6.1 Begriff und Ziele der Regulierung

In der wirtschaftswissenschaftlichen Auseinandersetzung mit dem Begriff der Regulierung ist keine allgemeingültige Definition vorhanden. Vielmehr werden darunter die Formen der indirekten Einflussnahme unterschiedlicher staatlicher und staatlich verfügbarer Eingriffe in die Wirtschaftsordnung verstanden. Diese Eingriffe in wirtschaftliche Zusammenhänge können zu Tätigkeiten auffordern oder diese sanktionieren, z.B. durch Ge- und Verbote oder durch Steuern und Subventionen, sowie Strukturen aufbrechen, um einen chancengleichen Wettbewerb zu ermöglichen.¹ Grundsätzliche Ursache für einen öffentlichen Eingriff in ein Marktgeschehen ist die Absicht, eine höhere Wohlfahrt auf einem spezifischen Markt im Vergleich zu einer unregulierten Situation zu erzielen. Das zielt insbesondere auf wohlfahrtstheoretische Verzerrungen – in Form von geringer Gesamtwohlfahrt, Rentenverteilung zwischen Konsumenten und Produzenten sowie der Höhe der Kosten – durch Ausnutzen von Marktmacht.² Weiterhin legitimieren Marktimperfectionen regulatorische Tätigkeiten, die z. B. durch externe Effekte, ruinösen Wettbewerb, vertikal integrierte Unternehmen, öffentliche Güter oder natürliche Monopole hervorgerufen werden.³ In diesen Fällen ist es durch das Ausnutzen von

¹ Vgl. Schmidt, R. et al., Kompendium, 2007, S. 376f.

² Vgl. Heuterkes, M. et al., Regulierung, 2008, S. 2f.

³ Aufgrund des Themenschwerpunktes der Stromnetze wurden in Punkt 2.3 die beiden ökonomischen Spezifika „natürliche Monopole“ und „öffentliche Güter“ erklärt und mit der Stromnetzregulierung in Verbindung gesetzt. Externe Effekte werden häufig in Bezug auf Umweltbelastungen abgehandelt und hier nicht weitergehend betrachtet. Gleichfalls wird der ruinöse Wettbewerb als ein Extrem von Wettbewerb vernachlässigt.

Marktmacht ohne regulativen Eingriff nicht möglich oder höchst unwahrscheinlich, einen optimalen Marktpreis, eine hohe Versorgungsqualität und einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu erreichen.¹ Das Beispiel vertikal integrierter Energieunternehmen untermauert diese Aussage. Hier kann der Wettbewerb durch die Bündelung von Erzeugung, Transport und Vertrieb für Konkurrenten beispielsweise im Bereich des Stromnetzes durch einen unzureichenden tatsächlichen Netzzugang oder durch Gewährleistung eines Netzzugangs mit ungerechtfertigt hohen Kosten erschwert werden. Betreffen die ausgewählten Eingriffe bestimmte Akteure auf einem abgrenzbaren Markt, weist die Regulierung einen sektorspezifischen Charakter auf.²

Zentrales makroökonomisches Ziel der Regulierung ist es, eine Verhaltenskontrolle durchzuführen und eine wettbewerbliche Marktstruktur auf vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen leistungsfähiger und zuverlässiger Energienetze zu ermöglichen.³ Diese Abgrenzung beschreibt die vertikale und horizontale Wirkungsweise in der Wertschöpfungskette der Regulierung. In § 1 EnWG Absatz 2 heißt es dazu recht allgemein:

Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.⁴

Im Bereich der Stromnetze wurde für die vertikale Regulierung die konkrete Maßnahme eines diskriminierungsfreien Zugangs zum Netz ausgewählt. Diskriminierungsfreier Zugang bedeutet in diesem Kontext einen Netzzugang zu einheitlichen Netzentgelten.⁵ Da Netzentgelte ferner das Ziel haben, die Kosten der Netzinfrastuktur und der Netzbetreiber zu decken, sind die unternehmensbezogenen Ziele „effiziente Produktionskosten“ und „Qualität“ ebenso anzufügen.⁶ Im Ergebnis dient die Regulierung allgemeinen Nachfrageinteressen wie z. B. dem Gewährleisten wirtschaftlich stabiler Infrastruktursektoren und der Wohlfahrtsoptimierung durch Vermeidung von Preisverzerrungen.

¹ Vgl. FN 1 S. 15 ff.

² Vgl. *Brunekreeft, G. et al.*, Ex-ante-Regulierung, 2001, S. 8.

³ Vgl. *Wallnöfer, K.*, Regulierungsrecht, 2008, S. 629–655 sowie *Kurth, M.*, Regulierung, 2009, S. 679ff.

⁴ § 1 Abs. 2 EnWG.

⁵ Vgl. *Holznagel, B. et al.*, Anreizregulierungsverordnung, 2013, S. 144.

⁶ Vgl. *Knieps G.*, Netzökonomie, 2007, S. 32.

Technologieoffenheit und die Balance zwischen Effizienz und Investitionsanreizen prägen den Abwägungsprozess in der Ausgestaltung der Regulierung.¹

Die Priorisierung der Ziele der Regulierung kann im Zeitkontext variieren. Da es keine allgemeingültige Regulierung gibt, ist eine Steuerung der Zielverfolgung notwendig. Dies funktioniert bestenfalls in Abstimmung mit veränderten Zielen in der Energiepolitik, wie z. B. in Deutschland mit dem Energiekonzept 2010 formuliert:

Die Bundesregierung wird unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Netzentgelte prüfen, ob und inwieweit der Regulierungsrahmen für den Netzausbau modernisiert und novelliert werden muss. Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau des deutschen Stromnetzes müssen wirtschaftlich attraktiv sein, damit die Netzbetreiber und andere Investoren das notwendige Kapital bereitstellen.²

Aus dieser Aussage geht hervor, dass es einen Prüfungsbedarf für den Regulierungsrahmen gibt, um die Ziele des Netzausbaus zu erreichen. Hierbei wird die wirtschaftliche Attraktivität der Netzinvestitionen herausgehoben. Was sich dahinter verbirgt, soll im weiteren Diskurs erarbeitet werden.

6.2 Grundlegende Regulierungsansätze

Eine Differenzierung grundlegender Regulierungsansätze lässt sich auf unterschiedliche theoretische Ursachen und Wirkungszusammenhänge zurückführen. Häufige Fragen in diesem Zusammenhang sind: Welches Gut oder welcher Gegenstand wird reguliert? Zu welchem Zeitpunkt greift die Regulierung? Die nachfolgenden Ausführungen veranschaulichen und beantworten diese Fragen.³

6.2.1 Gegenstand und Zeitpunkt des Regulierungseingriffes

Der Regulierungseingriff ist objektsensitiv. Hinter dieser Beschreibung steht die Abgrenzung zwischen der Struktur- und der Verhaltensregulierung. Die Strukturregulierung zielt auf wettbewerbspolitische Strukturelemente des Marktes. In Bezug auf das Stromnetz betrifft dies u.a. die Maßnahmen Netzanschluss und Netzzugang. Die hier vorhandenen Diskriminierungsspielräume sind durch die Kraftwerks-

¹ Vgl. *Michalczyk R.*, Regulierungstradition, 2010, S. 10ff.; vgl. *Beckers, T. et al.*, Stromnetzregulierung, 2011, S. 2.

² *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Energiekonzept, 2011, S. 19.

³ Vgl. *Shleifer, A.*, Regulation, 2005, S. 440ff.

Netzanschlussverordnung (KraftNAV) und das EEG begrenzt, da der Netzanschluss nur mit berechtigter Begründung verweigert werden kann.¹ Ein weiteres Beispiel ist die Entflechtung (Unbundling) und die damit vollzogene rechtliche, informatorische und organisatorische Entflechtung von Netzbetreibern gegenüber vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen.² Die Verhaltensregulierung versucht hingegen die Unternehmenstätigkeit zu beeinflussen.³ Hier stehen das Verhindern von Rentenverteilungen zugunsten des Monopolisten und das Erreichen von Effizienzzielen in der Produktion und der Qualität der Unternehmensgüter im Vordergrund. Die zentralen Bereiche sind die Kosten- und Investitionseffizienz.

Der Regulierungseingriff zur Festlegung der Netzentgelte ist weiterhin zeitsensitiv. Angewendet auf das Stromnetz kann grundsätzlich zwischen einer vorgelagerten (Ex-ante-Regulierung) und nachgelagerten Festlegung der Netzentgelte (Ex-post-Aufsicht) unterschieden werden.⁴ Bei der Ex-ante-Regulierung werden die Netzentgelte vor dem tatsächlichen Inkrafttreten reguliert. Der Regulator sieht sich mit der Herausforderung konfrontiert, im Vorfeld die Marktauswirkungen auf Verbraucher und Unternehmen gleichermaßen abzuschätzen. Die Ex-post-Aufsicht wird durch die Regulierungsbehörde ausgeübt und bedient sich kartellrechtlicher Instrumente wie z.B. regulierungsbehördlicher Entscheidungen.⁵ Hier werden die Netzentgelte nach Ablauf ihrer Gültigkeitsperiode auf ihre Verhältnismäßigkeit überprüft. Der Vergleich beider Eingriffsstrategien führt zu der Erkenntnis, dass die Ex-post-Aufsicht marktbeherrschenden Unternehmen einen Vorteil verschafft. Es steht dem der Nachteil gegenüber, dass rückwirkend Investitionen aberkannt und Überschussrenditen an die Verbraucher zurückgegeben werden müssen. Das charakterisiert geringe Anreize für Investitionen. Weiterhin wird die Ex-post-Aufsicht im Verdachtsfall aktiv, während die Ex-ante-Regulierung eine ständige Branchenbeobachtung darstellt. Der Informationsbedarf und der behördliche Aufwand

¹ S. § 1 Abs. 1 S. 1 KraftNAV.

² Vgl. *Knieps, G.*, Entbündelung, 2008, S. 3f.

³ Vgl. *Borrmann, J. et al.*, Regulierung, 1999, S. 342.

⁴ Vgl. *Brunekreeft, G. et al.*, Ex-ante-Regulierung, 2001, S. 7.

⁵ Vgl. *Haucap, J. et al.*, Ex-ante-Regulierung, 2003, S. 2f.

sind in der vorgelagerten Festlegung dementsprechend höher.¹ Insgesamt bietet die Ex-ante-Regulierung gegenüber der Ex-post-Regulierung mehr Planungssicherheit.

6.2.2 Systematisierung grundlegender Regulierungsansätze

Der Aufgabe, die Ausgestaltung einer Regulierung theoretisch zu erfassen, zu systematisieren und einzuordnen, hat sich die Regulierungsforschung in der Wirtschaftswissenschaft in den letzten Jahrzehnten gewidmet. Grundlegende Arbeiten hierzu sind von Averch und Johnson 1962 zum Thema „Rate-of-Return-Regulierung“, von Stephen C. Littlechild zum Thema „Price-Cap-Regulierung“ und von Andrei Shleifer 1984 zur Yardstick-Regulierung erschienen. Wird dieser Bereich um die allgemeine Wirtschaftstheorie erweitert, so ebnet Arbeiten von Arthur C. Pigou mit „The Economics of Welfare“ und darin die entwickelte Public-Interest-Theorie sowie Beiträge von R. H. Coase „The Problem of Social Cost“ und von George J. Stigler in „The theory of economic regulation“ diese Diskussion.

In Deutschland hat die Regulierung insbesondere durch die Liberalisierung seit 1998 und den daraus resultierenden Marktveränderungen an Aufmerksamkeit gewonnen. Eine grundlegende Systematisierung der Regulierungsansätze richtet sich nach dem Eingriff des Staates in die unternehmerische Kosten- oder Renditestruktur. Zur Erreichung der jeweiligen Regulierungsziele baut diese Systematisierung auf den im Abschnitt vorher beschriebenen Einordnungen auf. Es lassen sich folgende Ansätze unterscheiden:

- kostenbasierte Regulierungsansätze
- performancebasierte Regulierungsansätze
- hybride Regulierungsansätze

Die Zuordnung tatsächlicher Regulierungssysteme in diese Systematisierung ist nicht immer trennscharf durchführbar. Die Anreizregulierung in Deutschland beispielsweise basiert auf kostenbasierten Regulierungsanreizen, ist aber mit performancebasierten Regulierungselementen erweitert und hat somit einen hybriden Charakter.

¹ Vgl. *Dinand, J. et al.*, Netzbetreiber, 2006, S. 33f.

a. Kostenbasierte Regulierungsansätze

In der konkreten Ausgestaltung der kostenbasierten Regulierungsansätze lassen sich verschiedene Verfahren unterscheiden. In der Rate-of-Return-Regulierung werden die Netzentgelte auf Basis vom Regulierer genehmigter Kosten errechnet und anschließend vom Netzkunden erhoben. Eine für angemessen befundene Kapitalverzinsung ist in diesem Kostenblock bereits enthalten.¹ In der Folge unterliegen Unternehmen dem Anreiz, den Kapitaleinsatz auszubauen, bis der Kapitalertrag den Opportunitätskosten des Kapitals entspricht. Dadurch verzerrt sich der Faktoreinsatz des Unternehmens. Dieses Phänomen wird als Averch-Johnson-Effekt bezeichnet.² Daneben existiert mit der Kostenzuschlagsregulierung (Cost-Plus-Regulierung) ein weiteres kostenbasiertes Verfahren. Dessen Kern ist die Kalkulation der Netzentgelte auf Basis der genehmigten Gesamterlöse, die einen fixen Aufschlag auf die Verzinsung der Kapitalkosten enthalten.³ Der Anreiz der Kostensenkung wird hier verfehlt, da der Gewinn als eine steigende Funktion der genehmigten Kosten definiert ist.

Zu den Vorteilen der kostenbasierten Regulierungsansätze zählen die administrativ einfach umzusetzende Begrenzung der Monopolrendite und die Ausgestaltungsfreiheit in den Zielen. Dazu kommen jedoch Unzulänglichkeiten wie Informations-, Kontroll- und Steuerungsdefizite.⁴ Auf Seiten der Regulierer sind dies insbesondere Schwierigkeiten bei der Festlegung der Kapitalrentabilität. Die Informationsasymmetrie geht hier zugunsten der Unternehmen, die die Kostenstruktur und somit die Kapitalbasis in ihrer Bilanzierung beeinflussen.⁵ Auf Seiten der Netzbetreiber entsteht das Risiko, dass bereits realisierte Kosten nicht oder nur unzureichend anerkannt werden. Wie *Kobialka* und *Rammerstorfer* in ihrer empirischen Arbeit zeigen, sind diese Effekte auf den Konzernverbund bezogen eher weniger stark ausgeprägt.⁶

¹ Vgl. *Müller, C.*, Anreizdilemma, 2011, S.161.

² Vgl. *Averch, H. et al.*, Firm, 1962, S.1053f.

³ Vgl. *Fritsch, M. et al.*, Marktversagen, 2007, S. 230f.

⁴ Vgl. *Vogelsang, I.*, Competition, 2002, S. 6f.

⁵ Vgl. *Knieps, G.*, Wettbewerbsökonomie, 2005, S. 90ff.

⁶ Vgl. *Kobialka, M. et al.*, Risk, 2009, S. 221ff.

b. Performancebasierte Regulierungsansätze

Hintergrund der performancebasierten Regulierungsansätze ist es, im Gegensatz zu kostenbasierten Regulierungsansätzen Rahmenbedingungen schaffen zu wollen, die Unternehmen aus Eigeninteresse anreizen. Eine performancebasierte Regulierung kann grundsätzlich als Preisobergrenzen-, Erläsobergrenzen- oder Yardstick-Regulierung implementiert werden.¹ Jeder dieser Regulierungsansätze hat einen eigenen theoretischen Hintergrund. Um die Ausführungen auf ein gekürztes Maß zu beschränken, werden im Folgenden die Obergrenzenregulierung und ihre allgemeine Wirkung sowie die Yardstick-Regulierung erläutert.

Grundlage der Preisobergrenzenregulierung ist die praktische Akzeptanz der Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Regulierer. Die Verbindung von Preisen und Kosten bei der Gewinnermittlung soll abgeschwächt werden. Daher wird dem Netzbetreiber bei der Preiskalkulation ein Maximalpreis vorgegeben, der einen Faktor zur Effizienzsteigerung enthält.² Der vorgegebene Maximalpreis schafft somit einen Anreiz Performanceverbesserungen durchzuführen und die Differenz zwischen Preisvorgabe und Kostensenkung im Unternehmen zu behalten bzw. zu erhöhen. Da die Preise vor einer Regulierungsperiode nicht bekannt sind, wird die Preisänderung auf den Nettowert aus Inflationsrate und Effizienzvorgabe begrenzt.³ Im Ergebnis führt die Preisobergrenzenregulierung zu einem Rahmen, der Effizienzsteigerungen durch eigenes Gewinnstreben der Netzbetreiber theoretisch ermöglicht. Dieses Instrument ist in der konstanten Systemumwelt vorteilhaft, da der Fokus der Unternehmenstätigkeit auf Effizienzsteigerungen liegt. Das Konzept geht auf Littlechild in den 1980er Jahren zurück und markiert eine Wende in der Regulierungsforschung hin zu Verhaltensanreizen (New Regulatory Economics).⁴

Die Yardstick-Regulierung baut auf einem Vergleichsverfahren auf. Das bedeutet aus Sicht der Netzbetreiber konkret, dass ihre eigenen Kostenstrukturen für die Erlösfestlegung nicht unmittelbar relevant sind. Der regulierte Erlös oder Preis wird aus einem

¹ Vgl. Maeding, S., Anreizregulierung, 2011, S. 40 f.

² Vgl. Pedell, B., Anreizregulierungsverordnung, 2007, S. 32f.

³ Vgl. Weber, A., RPI-X-Regulierung, 2009, S. 205 ff.

⁴ Vgl. Littlechild, S. C., Regulation, 1983.

Vergleich der individuellen Kostenstruktur der Netzbetreiber mit einem virtuellen Referenznetzbetreiber errechnet. Der konstruierte Netzbetreiber setzt dabei auf den Durchschnittskosten der verglichenen Netzbetreiber auf. Es kommt daher für Netzbetreiber mittelbar zu möglichen Anpassungsnotwendigkeiten, wenn ein Malus der zulässigen Preise und Erlöse aufgrund überhöhter Kosten gegenüber dem Branchendurchschnitt droht. Dieser Ansatz geht auf Shleifer zurück und ermöglicht Netzbetreibern einen Effizienzwettbewerb untereinander (Yardstick-Competition).¹ Kritik zeigt sich in der Umsetzung der Yardstick-Regulierung. So variieren die Effizienzniveaus zwischen den Netzbetreibern und verursachen in der kurzen Frist einen großen Anpassungsdruck der Kostenstrukturen.² Weiterhin sind die Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber umstritten. Dalen unterteilt in einer Analyse in branchenbezogene und firmenspezifische Investitionen. Durch die Wichtigkeit der relativen Wettbewerbsposition werden nach seiner Einschätzung die firmenbezogenen Investitionen übergewichtet.³

c. Kombinierte Regulierungsansätze

„Kombinierte Regulierungsansätze“ ist kein exakt abgrenzbarer Sammelbegriff, sondern vielmehr regulatorische Realität: der Kombination und Modifikation von Regulierungsansätzen und Einzelkomponenten. Herzuleiten sind diese kombinierten Maßnahmen aus den vielfältigen Zielen der Regulierungstätigkeit, die – analog zu den energiepolitischen Zielen – einem ständigen Diskussionsbedarf unterliegen. Beispiele für einen kombinierten Regulierungsansatz sind der Vogelsang-Finsinger-Ansatz, der Sliding-Scale-Mechanismus bzw. deren Kombination in einer Menü-Regulierung oder die Qualitätsregulierung.⁴ In der deutschen Regulierung gilt seit 2009 das Regime der Anreizregulierung. Es ist kein eigenständiger kombinierter Regulierungsansatz, gleichwohl verschiedene Einzelkomponenten zusammen gelten und wirken. Die nachfolgende Abbildung 36 zeigt den kombinierten Regulierungsansatz in der Erlösberggrenzenregulierung auf,

¹ Vgl. Auer, H., Benchmarking, 2002, S. 319 f.; vgl. Shleifer, A., Yardstick Competition, 1985, S. 326ff.

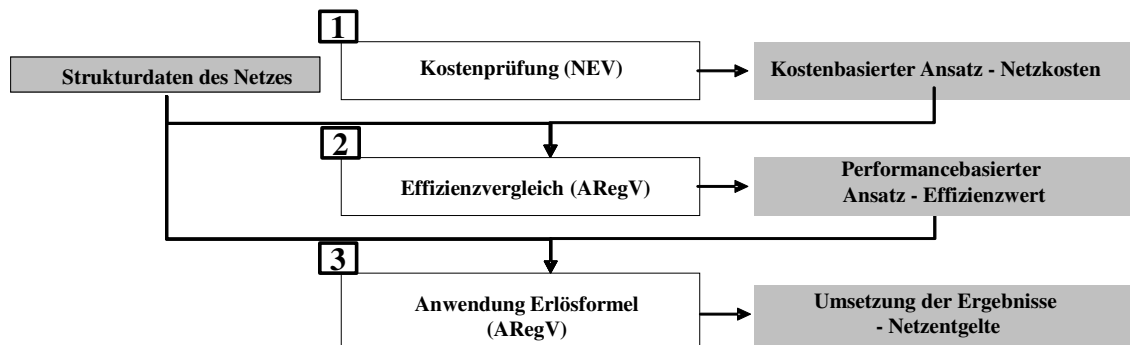
² Vgl. Weber, C. et al., Netzbetrieb, 2007, S. 3f.

³ Vgl. Dalen, D. M., Yardstick, 1998, 105ff.

⁴ Vgl. Elsenbast, W., Investitionsanreize, 2011, S. 3ff.

dessen Anreizstrukturen und Zielverfolgung im anschließenden Kapitel erläutert werden.

Abbildung 36: Kombinierte Erlösobergrenzenregulierung



Quelle: Eigene Darstellung

6.3 Anreizstrukturen und Zielverfolgung der Erlösobergrenzenregulierung

6.3.1 Wirkungsweise der Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden

Die Anreizregulierung wurde 2009 als System eingeführt, dessen rechtliche Grundlage die 2007 verabschiedete ARegV ist.¹ Sie bestimmt das Erlösmodell eines Netzbetreibers und beruht auf drei Prinzipien:

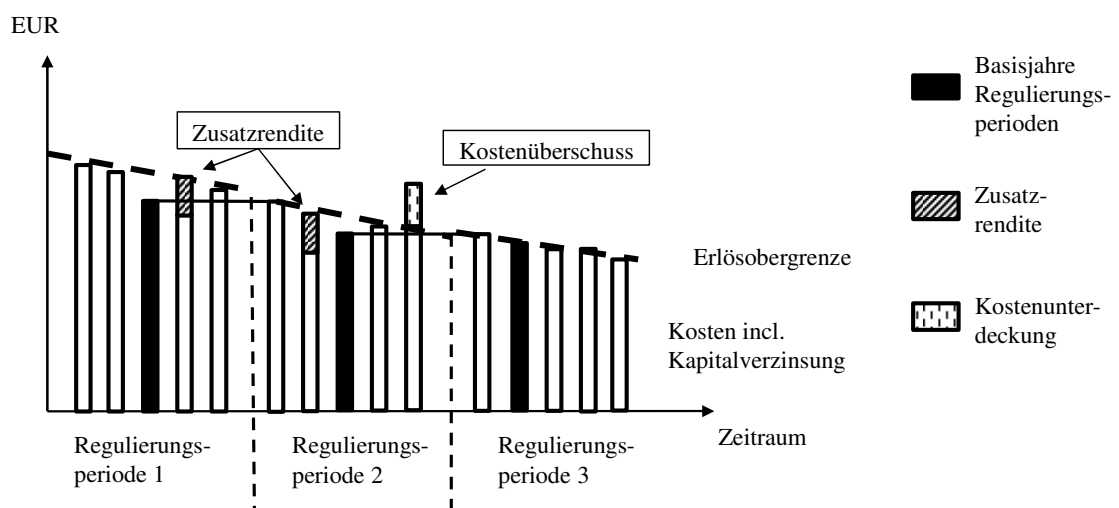
1. Entkopplung von Kosten und Erlösen
2. Erstattung von Kosten inklusive einer festgelegten Eigen- und Fremdkapitalverzinsung
3. Effizienzsteigerung zur kontinuierlichen Kostensenkung

Zentrales Element für die Festlegung der EOG für eine Regulierungsperiode ist die Kostenprüfung. Von den genehmigten Kosten und dem Effizienzwert hängt maßgeblich die Entwicklung innerhalb der Regulierungsperiode vom Ausgangs- zum Zielniveau ab. Unter Anwendung der EOG-Formel entstehen in Folge die Netzentgelte.

¹ S. § 1 Abs. 1 in Verbindung mit § 3 Abs. 3 ARegV.

Das wirtschaftliche Grundmodell der Anreizregulierung folgt konkret einen unternehmensindividuellen Erlöspfad, der zeitlich an die fünfjährige Regulierungsperiode gebunden ist. Die Festlegung der Kostenbasis für eine Regulierungsperiode erfolgt in einem vorgelagerten Basisjahr. Das Basisjahr kann von der Regulierungsbehörde bestimmt werden und muss nicht zwangsläufig in der Mitte der Regulierungsperiode liegen. Zur Illustration der Effekte ist nachfolgend ein Beispiel für einen sinkenden Erlöspfad in drei aufeinanderfolgenden Regulierungsperioden gewählt. Ein Anreiz ergibt sich aus der Möglichkeit, eine Zusatzrendite durch effizientes Kostenmanagement zu erwirtschaften. Können die Kosten über das Maß der genehmigten Kostenbasis und somit der genehmigten Erlöse hinaus abgesenkt werden, darf das Unternehmen die Differenz einbehalten. In Jahren hingegen, in denen die Kosten über den Erlösen liegen (Kostenüberschuss), handelt der Netzbetreiber durch die fehlende Kostenweitergabe an die Verbraucher unwirtschaftlich. Abbildung 37 fasst die Ausführungen zusammen.

Abbildung 37: Wirtschaftliche Wirkungsweise der Erlösobergrenze



Quelle: eigene Darstellung

Im Ergebnis werden durch die Funktionsweise der Erlösobergrenze auf der Unternehmensseite Anreize zu Kosteneinsparungen geschaffen. Es ergibt sich gleichwohl ein Spielraum für die Festlegung der Kosten im Basisjahr. Um Überinvestitionen zu vermeiden, ist das Investitionsverhalten der Netzbetreiber im Basisjahr zu überprüfen. Konkret bedeutet dies in der Regulierungsumsetzung, dass die Unternehmen im Basisjahr versuchen, ihr Kostenmanagement im Regulierungsrahmen zu optimieren, indem

sie z. B. Kosten in das Basisjahr steuern. Somit können sie ihre Kostenbasis sowie die sich davon ableitende Erlösobergrenze erhöhen.

Hinter der Anreizregulierung steht der Wille, den Netzkunden an Effizienzfortschritten zu beteiligen und den Netzbetreiber im Allgemeinen durch Effizienzvorgaben im Vergleich zur Volkswirtschaft (x-generell) und im Spezifischen durch individuelle Effizienzvorgaben (x-individuell) herauszufordern.¹ Ein in der Literatur wiederkehrendes Thema ist der Zeitverzug der Kostenanerkennung aufgrund der Regulierungsperioden.² Hierbei kann es im extremen Fall zu sieben Jahren Zeitverzug bei der Kapitalkostenanerkennung kommen. Vor- und Nachteile hängen von der individuellen Unternehmenskonstellation ab. Für Netzbetreiber mit Investitionsbedarf schmälert dieser Umstand die Investitionsbereitschaft. Für Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf ist eine entsprechende Anreizwirkung nur schwerlich zu erkennen. Im Ergebnis verzögert der Zeitverzug in der Regulierung die Überschusserzielung und wirkt kostenerhöhend, da für die Kapitalverwendung länger Zinsen fällig werden und die Rückzahlung später stattfindet.

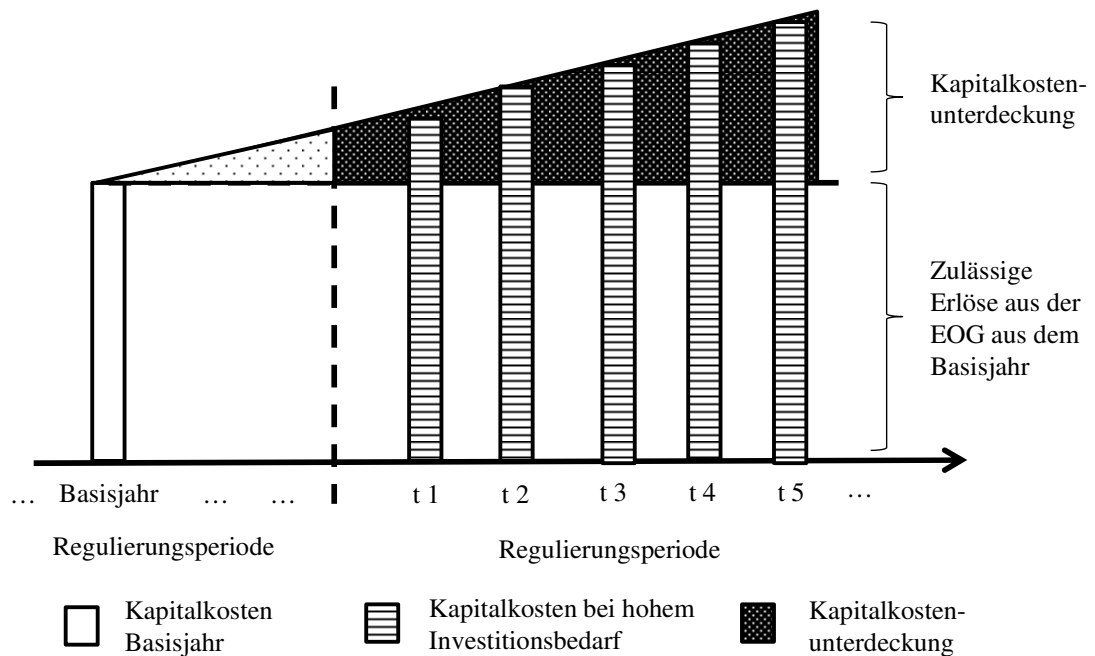
Für die Wirkung der Anreizregulierung muss die Unternehmenssituation betrachtet werden. Auf der einen Seite gibt es z.B. Netzbetreiber, die einen hohen Investitionsaufwand für ihre Netze haben. Gründe dafür sind neben der Netzerneuerung Erweiterungsinvestitionen. Auf der anderen Seite sind manche Netzbetreiber mit einer unterausgelasteten Netzsituation konfrontiert. Für beide Unternehmenssituationen sind in den folgenden Abbildungen die Wirkungen der Anreizregulierung im Zeitverlauf der Regulierungsperioden dargestellt. Abbildung 38 auf der nachfolgenden Seite zeigt illustrativ, wie ein hoher Investitionsbedarf zu steigenden Kapitalkosten führt. Durch die festgelegte EOG werden diese Kostenanpassungen erst zeitverzögert in die Kostenbasis aufgenommen. Somit kann es zwischen den zulässigen Erlösen aus der EOG – basierend auf der Kostenermittlung des Basisjahres und den tatsächlichen Kapitalkosten bei hohem Investitionsaufwand – zu einer Kapitalkostenunterdeckung bzw. zu einer unternehmensintern stark reduzierten Kapitalverzinsung kommen. Für die Unternehmensleitung stellt

¹ Vgl. Uri, N. D., incentive regulation, 2001, S. 59ff.

² Vgl. Bremer Energie Institut, Hemmniswirkungen, 2010, S. 6.

sich die Frage, ob eine zeitliche Verzögerung die Ergebnisse einer Investitionsbewertung verbessert. Dieses strategische Vorgehen ist in der Realität schwer nachzuweisen und in der regulatorischen Forschung umstritten.

Abbildung 38: Illustrative Darstellung der Kapitalkostenunterdeckung



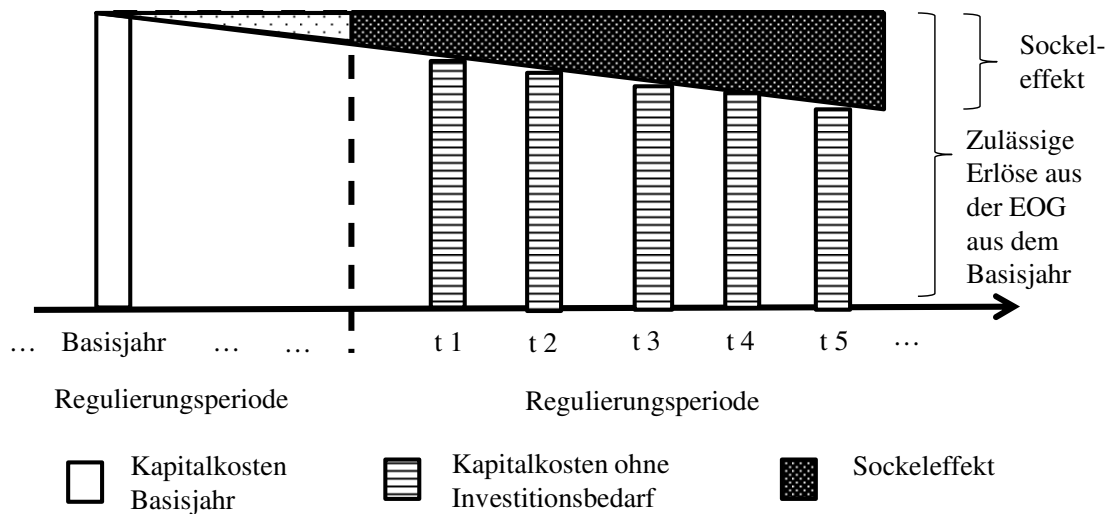
Quelle: eigene Darstellung

In der zweiten Unternehmenssituation entsteht ein positiver Sockeleffekt (siehe Abb. 39). In diesem Falle sind die Kapitalkosten aus Investitionsprojekten im Basisjahr größer als die tatsächliche Kapitalkostenentwicklung während der Regulierungsperiode.¹ Daher übersteigen die Erlöse aus der EOG die tatsächlichen Kosten um einen gewissen Satz. Für die Unternehmen sind dies Kapitalzuflüsse, denen kein Aufwand gegenübersteht.² Aus Sicht der Unternehmensleitung können alle Investitionsprojekte durchgeführt werden. Der Sockeleffekt erhöht zudem die finanzielle Solidität des Unternehmens. Hinsichtlich einer Vermeidung von Kapitalkostenunterdeckung und von Sockeleffekten ist die derzeitige einheitliche Regulierungssystematik ungeeignet.

¹ Vgl. Brunekreeft, G., Anreizregulierung, 2013, S. 7.

² Vgl. Fuß, H., Anreizregulierung, S. 115.

Abbildung 39: Illustrative Darstellung des Sockeleffekts



Quelle: eigene Darstellung

6.3.2 Beschreibung der Elemente der Regulierungsformel

Die Festsetzung der EOG erfolgt durch die Regulierungsformel. Sie berücksichtigt mit verschiedenen Summanden neben den einzelnen Kostenblöcken ebenso den Abbau von Ineffizienzen, die allgemeine Verbraucherpreisentwicklung, die allgemeinen Produktivitätsveränderungen, die Veränderung der Versorgungsaufgabe, die Versorgungsqualität sowie den Saldo des Regulierungskontos. Die Anreizregulierung hat mit der Formel im Gesetz eine dynamische Komponente. Auf diese Weise können dynamische Veränderungsprozesse der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber nach individuellen Maßstäben berücksichtigt werden. Dadurch werden lange Lobbyauseinandersetzungen vermieden und die Tatsache berücksichtigt, dass Netzbetreiber an unter-, vor- und nachgelagerte Märkte angeschlossen sind. Dies ist eine Pionierleistung, da sie in anderen Bereichen der Energieregulierung fehlt. Im Folgenden werden die Elemente der Regulierungsformel und ihre Anreizwirkung beschrieben und in Abbildung 40 aufgeführt.

Abbildung 40: Regulierungsformel für die Erlösobergrenze

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t/VPI_0 - PF_t) * Ef_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Quelle: ARegV § 7 i.V.m. Anlage 1

Legende der Formel:

EOG_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t der geltenden Regulierungsperiode

$KA_{dnb,t}$ dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t der geltenden Regulierungsperiode

$KA_{vnb,0}$ vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Ausgangsjahr

$KA_{b,0}$ beeinflussbarer Kostenanteil im Ausgangsjahr

V_t individuelle Effizienzanforderung, d.h. Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen, der im Jahr t der Regulierungsperiode Anwendung findet

VPI_t Verbraucherpreisgesamtindex, der für das Jahr t der aktuellen Regulierungsperiode Anwendung findet

VPI_0 Verbraucherpreisindex im Ausgangsjahr, veröffentlicht durch das Statistische Bundesamt

PF_t genereller sektorspezifischer Produktivitätsfaktor, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t im Verhältnis zum Ausgangsjahr der jeweiligen Regulierungsperiode wiedergibt.

EF_t Erweiterungsfaktor für das Jahr t

Q_t Auf- bzw. Abschlag für über-/unterdurchschnittliche Qualität im Jahr t

VK_t volatiler Kostenanteil, der im Jahr t Anwendung findet

VK_0 volatiler Kostenanteil im Ausgangsjahr

S_t Saldo Regulierungskonto¹

Bei den Kostenanteilen (KA) unterscheidet die Regulierungsformel zwischen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und beeinflussbaren Kosten. Der Gesetzgeber strukturiert den Bereich der Kosteneffizienz in Kosten, die im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, und in Kosten, die nicht beeinflusst werden können. Ein Beispiel sind die Einsparmöglichkeiten bei den Materialkosten, die in der Beschaffung vom Netzbetreiber kontrolliert werden. Kosten der vor-

¹ S. § 7 ARegV i.V.m. Anlage 1.

gelagerten Netzebene hingegen entziehen sich dem Einfluss der Verteilnetzbetreiber. Weiterhin werden die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten einem Benchmarking innerhalb der – zum vollumfänglichen Verfahren gemeldeten – Gruppe der Stromnetzbetreiber unterworfen. Im Zuge dieses Benchmarkings werden Ineffizienzen berechnet, die als beeinflussbare Kosten angesehen werden. Als Zusatz unterliegen alle Kosten des Netzbetreibers dem allgemeinen Produktivitätsfortschritt.

Das Benchmarking ermöglicht eine bessere Überwachung der Geschäftstätigkeit des Netzbetreibers, da es die Vergleichbarkeit in Teilanalysen zwischen den unterschiedlichen Netzbetreibern sowie die Einflussmöglichkeiten, die Effizienzverbesserungen zu erreichen, erhöht (Frontier Shift). In einer ersten Stufe zum Abbau von Ineffizienzen werden individuelle Effizienzvorgaben ermittelt und über den Verteilungsfaktor auf die Jahre der Regulierungsperiode gleichmäßig verteilt abgebaut. Erreicht ein im vollumfänglichen Regulierungsverfahren verpflichteter Netzbetreiber im Effizienzvergleich einen Wert von 100 %, muss er keine individuellen Effizienzvorgaben bei den beeinflussbaren Kosten realisieren.¹

Der Verbraucherpreisgesamtindex bestimmt die allgemeine Geldwertentwicklung und wird vom Statistischen Bundesamt errechnet. Durch den Quotient aus dem VPI des Basisjahres und des betrachteten Jahres wird die Inflationsentwicklung bei Bestimmung der EOG berücksichtigt. Gleichzeitig wird der Produktivitätsfortschritt über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor bestimmt. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor bildet die Abweichung des netzwirtschaftlichen von dem gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt ab und gilt für eine komplette Regulierungsperiode. In der ersten Regulierungsperiode von 2009 bis 2013 belief er sich auf 1,25 % p.a. und stieg anschließend auf 1,5 % p.a. in der derzeitigen Regulierungsperiode von 2014 bis 2018. Im Hinblick auf die Effizienz soll der Netzbetreiber die Ineffizienzen der vorangegangenen Kostenzuschlagsregulierung aufholen (Frontier Shift).²

Der Erweiterungsfaktor berücksichtigt mögliche Veränderungen hinsichtlich der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers. Er ist in der Erlösobergrenzenformel ein Multipli-

¹ S. § 11, 16 ARegV.

² S. §§ 8, 9 ARegV.

kator der beeinflussbaren Kosten. Auf Basis physikalischer Größen werden mit dem Erweiterungsfaktor die Ursachen der Kostenauswirkungen, wie z.B. Veränderungen in der Versorgungsfläche, eine Veränderung der Jahreshöchstlast oder die Anzahl der Anschlusspunkte, untersucht. Der Erweiterungsfaktor ist faktisch immer eins und erhöht sich mit einer ausgedehnten Versorgungsaufgabe. Dies kann auf Antrag des Netzbetreibers geschehen. Als Wesentlichkeitskriterium müssen die zusätzlichen Kosten mindestens 0,5 % der beeinflussbaren Kosten im Basisjahr entsprechen. Ein Kritikpunkt ist die unzureichende Berücksichtigung von Netzverstärkungs- und IKT-Investitionen durch den Erweiterungsfaktor.¹ Die Abgrenzung von Ersatz- und Erweiterungsinvestition ist unzureichend. Durch die Berücksichtigung von Nettozahlen werden Zu- und Rückbauparameter gegeneinander aufgerechnet. Mit beiden Maßnahmen können in der Realität Investitionen verbunden sein. Im Ergebnis ist die Wirkung des Erweiterungsfaktors aufgrund der physikalischen Berechnung für die Netzbetreiber nicht vorhersehbar und nicht beherrschbar.²

Das Qualitätselement bildet die Qualitätsvorgaben für den Betrieb der Energieversorgungsnetze ab. Es wurde in Deutschland 2012 von der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Netzzuverlässigkeit eingeführt. In § 19 (3) ARegV heißt es dazu:

Die Netzzuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.³

Die für die Beurteilung der Qualität der Netzbetreiber notwendigen messbaren Größen sind:

- Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung,
- Häufigkeit der Unterbrechungen der Energieversorgung,
- Menge der nicht gelieferten Energie,
- Höhe der nicht gedeckten Last.⁴

¹ Vgl. *Elsenbast, W. et al.*, Investitionsregulierung, 2013, S. 315f.

² S. § 10 ARegV; vgl. *Nolde, A. et al.*, Verteilnetzausbau, 2013, S. 87f.

³ S. § 19 Abs. 3 ARegV.

⁴ Vgl. *Institute of Electrical and Electronic Engineers* P1366, 2012, S. 1ff.

Auf dieser Datenbasis werden Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit gebildet, die mit der Option der Gewichtung und unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Größen den Netzbetreibern von Seiten der Bundesnetzagentur vorgegeben werden. Die Netzstruktur und die darauf zurückzuführenden verwendeten Betriebsmittel bestimmen die Fehlerhäufigkeit und Redundanz des Netzaufbaus. Durch Unter- oder Überschreitung der tatsächlichen von den vorgegebenen Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit¹ kann ein Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze der Netzbetreiber im Jahr *t* der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgen. Basis sind die von den Netzbetreibern gemeldeten Versorgungsunterbrechungen. Ziel ist es, eine langfristig leistungsfähige Versorgungssicherheit zu erreichen, indem die Erlöse an das Versorgungsniveau der Netzbetreiber gekoppelt werden.² Hervorzuheben ist, dass das Qualitätselement nur für Stromverteilnetzbetreiber im regulären Verfahren angewendet wird. Dahinter verbirgt sich die Unterscheidung in ein reguläres und ein vereinfachtes Verfahren. Das reguläre Verfahren bezieht alle Kostenprüfungen für den Netzbetreiber ein. Das vereinfachte Verfahren greift nach § 24 ARegV für Netzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Netznutzern.³ Es läuft ohne individuelle Effizienzberechnungen und sah in der ersten Regulierungsperiode einen Effizienzwert von 87,5 % vor.⁴ Für die zweite Regulierungsperiode ergab sich ein gemittelter Effizienzwert aus dem vorhergehenden regulären Verfahren von 96,14 %.⁵ Die beeinflussbaren Kosten werden im vereinfachten Verfahren mit 65 % der Gesamtkosten angesetzt.⁶

Unter dem volatilen Kostenanteil versteht die ARegV Kosten für Verlustenergie beim Stromtransport und der -verteilung. Volatile Kostenanteile können darüber hinaus andere dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten sein, deren Unterschiede zwischen den Jahren beträchtlich sind. Ausgeschlossen sind hierbei Kapital- und Fremdkapitalkosten.⁷

¹ Vgl. *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE*, Versorgungszuverlässigkeit, 2013, S. 3.

² S. §§ 18-20 ARegV.

³ Vgl. *Bundesnetzagentur et al.*, Monitoringbericht, 2013, S. 70.

⁴ Vgl. *Bundesnetzagentur*, 1. Regulierungsperiode, 2016, S. 1.

⁵ Vgl. *Bundesnetzagentur*, 2. Regulierungsperiode, 2016, S. 1.

⁶ S. § 24 Abs. 1 und 2 ARegV.

⁷ S. § 11 Abs. 5 ARegV.

Die mit dem Geschäftsbetrieb verbundenen Schwankungen, z. B. in der Absatzmenge oder bei der Entwicklung der Anschlussnutzer, summieren sich im Saldo des von der Regulierungsbehörde geführten Regulierungskontos. Durch marktübliche Verzinsung der Differenzen wird das Ziel der Kapitalerhaltung des Saldos gewährleistet.¹ Weicht Letzteres positiv oder negativ um fünf Prozentpunkte von der EOG ab, kann der Netzbetreiber die Netzentgelte unmittelbar nach oben anpassen bzw. ist verpflichtet, eine Senkung der Netzentgelte an die Endverbraucher weiterzugeben. Die Auflösung des Saldos erfolgt gleichmäßig über Zu- und Abschläge während der folgenden Regulierungsperiode.²

6.3.3 Veränderte Anreize für die dritte Regulierungsperiode

Das Motiv zur Einführung des Kapitalkostenabgleichs ist die Verbesserung der Investitionsbedingungen durch Beseitigung des Zeitverzugs zwischen Investition und Beginn des Erlösrückflusses.³ Im Ergebnis führt die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung als „Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung“ den jährlichen Kapitalkostenabgleich ein. Für ÜNB gelten die bisherigen Regelungen weiterhin fort.⁴

a. Veränderte EOG-Formel

Die Festlegung der EOG pro Netzbetreiber für eine Regulierungsperiode mittels einer Formel bleibt weiterhin bestehen. Die jährliche Dynamisierung der EOG verschiebt sich von den Instrumenten Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme mit dem Ziel Investitionshemmnisse abzubauen, hin zum Kapitalkostenabgleich, der das tatsächliche jährliche Investitionsverhalten berücksichtigt. Nachfolgend sind die beiden EOG-Formeln aus der zweiten und dritten Regulierungsperiode abgebildet und die Veränderungen gekennzeichnet. Die Erläuterungen der veränderten Formelbestandteile komplettieren die Ausführungen.

¹ Gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV: „Die Verzinsung [...] richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.“

² S. § 5 ARegV.

³ Vgl. *Bundesrat*, Drucksache 296/16, 2016, S. 1.

⁴ S. § 6 Abs. 4 S.1 ARegV 2016.

Abbildung 41: EOG-Formel für VNB + ÜNB + FLNB ab 2. Regulierungsperiode

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t/VPI_0 - PF_t) * Ef_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Quelle: ARegV 2016 § 7 i.V.m. Anlage 1

Abbildung 42: EOG-Formel nur für VNB ab 3. Regulierungsperiode

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + B_0/T) \cdot (VPI_t/VPI_0 - PF_t) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Quelle: ARegV 2016 § 7 i.V.m. Anlage 1

Tabelle 11: Veränderte EOG-Formelbestandteile

△	$KA_{dnb,t}$	Inhaltliche Veränderungen: z.B.: pauschales Limit für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren, Stichtagsänderung bei Lohnzusatzkosten, keine neuen Investitionsmaßnahmen nach § 23.
△	$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nicht mehr auf Basisjahrsniveau fixiert. Dynamisierung um Effekt aus Kapitalkostenabzug nach § 6 (3). „Effiziente Kosten“
△	$KA_{b,t}$	Beeinflussbarer Kostenanteil nicht mehr auf Basisjahrsniveau fixiert. Dynamisierung um Effekt aus Kapitalkostenabzug nach § 6 (3). Er entspricht den Ineffizienzen nach § 15 (3). „Ineffiziente Kosten“
△	B_0/T	B_0 = Effizienzbonus nach § 12a, T = Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren
△	Ef_t	Erweiterungsfaktor entfällt.
△	KKA_t	Neues Element des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a.
△	S_t	Inhaltliche Veränderung: auf Antrag des Netzbetreibers ist Saldo aus t-1 annuitätisch über 3 Jahre ab t+1 aufzulösen. Zentraler neuer Inhalt: Plan-ist-Abweichung aus Kapitalkostenaufschlag.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

b. Wirkungsweise Kapitalkostenabgleich

Der Kapitalkostenabgleich setzt sich aus den beiden Instrumenten Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag (KKA) zusammen. Der Kapitalkostenabzug ist in § 6 Abs. 3 ARegV 2016 geregelt:

Die Regulierungsbehörde ermittelt vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug nach Maßgabe der Sätze 2 bis 5 und der Anlage 2a. Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs nach Satz 1 sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau nach den Absätzen 1 und 2 enthaltenen Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die fortgeführten Kapitalkosten werden unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 sowie der im Zeitablauf sinkenden Werte der hierauf entfallenden Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse ermittelt. Bei der Bestimmung des jährlichen Kapi-

talkostenabzugs nach den Sätzen 1 bis 4 werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.¹

Der jährliche Kapitalkostenabzugs berücksichtigt die sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte des Sachanlagevermögens der Bestandsanlagen bei der Ermittlung der Kapitalkosten. Damit wird der bisherige Sockeleffekt beseitigt. Die Formel zur Berechnung dieses Abzugskapitals ergibt sich aus der Differenz der Kapitalkosten im Basisjahr und der weitergeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die Formel für die Ermittlung der Kapitalkosten im Basisjahr und bei entsprechender Fortführung im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode auf Basis der fortgeführten betriebsnotwendigen Anlagegüter lautet:

Abbildung 43: Formel Ermittlung Kapitalkosten

$$\mathbf{KK = AB + EKZ + GewSt + FKZ}$$

Quelle: ARegV 2016 § 6 i.V.m. Anlage 2a

Tabelle 12: Formelelemente Kapitalkosten

KK	Kapitalkosten nach § 6 Absatz 3 auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 im Basisjahr und entsprechend jeweiligen Regulierungsperiodenjahr
AB	Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 Absatz 3 auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 im Basisjahr und entsprechend jeweiligen Regulierungsperiodenjahr
EKZ	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 6 Absatz 3 auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 im Basisjahr und entsprechend jeweiligen Regulierungsperiodenjahr
GewSt	Kalkulatorische Gewerbesteuer nach § 6 Absatz 3 auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 im Basisjahr und entsprechend jeweiligen Regulierungsperiodenjahr
FKZ	Fremdkapitalzinsen nach § 6 Absatz 3 auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach § 6 Absatz 1 und 2 im Basisjahr und entsprechend jeweiligen Regulierungsperiodenjahr

Quelle: Vgl. ARegV 2016 § 6 i.V.m. Anlage 2a

Für Investitionen nach dem Basisjahr finden die Regelungen keine Anwendung. Für sie gelten die Bestimmungen des § 10a ARegV 2016 und somit der KKA, der sich als Summand aus kalkulatorischer Abschreibung, kalkulatorischen Verzinsung und kalku-

¹ S. § 6 Abs. 3 ARegV 2016

latorischen Gewerbesteuer zusammensetzt.¹ Die Berechnung erfolgt auf Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten zu einem niedrigeren Kapitalzinssatz² im Vergleich zu vorherigen Regulierungsperioden. Da der KKA für getätigte und geplante Investitionen gilt, findet der Ausgleich von Planungsabweichungen im nachfolgenden Jahr der Genehmigung über das Regulierungskonto statt. Weiterer Bestandteil der KKA-Berechnung ist die kalkulatorische Verzinsung als Produkt aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit dem kalkulatorischen Zinssatz.³ Die Verzinsungsbasis berechnet sich mit dem arithmetischen Mittel aus den kalkulatorischen Restwerten am Jahresanfangsbestand und Jahresendbestand, abzüglich des arithmetischen Mittel aus Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen. Der Zinssatz ist ein gewichteter Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapitalanteil.

Im Ergebnis verbessert der Kapitalkostenabgleich die Einzelfallgerechtigkeit. Der Sockeleffekt entfällt ab der vierten Regulierungsperiode im Jahr 2024 durch das jährliche Abgleichen der Kapitalkosten. Zudem erübrigt sich die bisherige Fixierung auf das Basisjahr als Kostenvorgabe für die nachfolgende Regulierungsperiode. Hier sind positive Effekte durch das Vermindern der Spitzennachfrage nach Montagekapazität in Servicemärkten zu erwarten. Für die VNB ist ein heterogenes Bild bezüglich des Saldos aus Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug erwarten. Kontrovers ist die Belohnung der erhöhten Investitionstätigkeit der von der Energiewende betroffenen VNB. Das konterkariert im weiteren Sinne mit dem NOVA-Prinzip und optimalen Betriebsergebnissen, die nicht nur auf Netzausbau setzen. Offen bleibt die Frage der Prüfung der Betriebsnotwendigkeit von Investitionen. Hier erscheint die Entscheidungshoheit über die Sachgerechtigkeit im Ermessenspielraum der BNetzA zu liegen.⁴

6.3.4 Effizienzvergleich

Durch den bundesweiten Effizienzvergleich für die Netzbetreiber werden Vergleichsdaten in Form von Aufwands- und Vergleichsparametern über die Kosten und die Versor-

¹ S. § 10a Abs. 3 ARegV 2016

² In der dritten Regulierungsperiode sinkt der Eigenkapitalverzinsung von 9,05 % auf 6,91 % vor Steuern. S. *Bundesnetzagentur Beschlusskammer 4*, Beschluss BK 4-16-160, 2016, S. 1ff.

³ S. § 10a Abs. 4 i.V.m. 5 ARegV 2016

⁴ S. § 10a Abs. 1 i.V.m. 9 ARegV 2016

gungsaufgabe gewonnen.¹ Das Ergebnis fließt in Form einer individuellen Effizienzvorgabe (beeinflussbare Kosten) in die Regulierungsformel mit ein und wirkt entsprechend auf die EOG der Netzbetreiber. Effiziente Netzbetreiber müssen weniger Ineffizienzen abbauen, während alle anderen die Vorgabe bekommen, mehr Ineffizienzen abzubauen. Die verwendeten Methoden der Dateneinhüllungsanalyse und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse sind von herausragender Bedeutung.² Für eine Bewertung muss allerdings einschränkend hinzugefügt werden, dass es an einer transparenten Veröffentlichung der Ergebnisse mangelt und die Daten und ihre Ergebnisse in das Umfeld des Netzbetreibers eingeordnet werden sollten.³ Im Ergebnis sind sie trotzdem für die Darstellung der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge unverzichtbar.⁴

Der Gesetzgeber hat die Effizienzwerte durch den bereinigten Effizienzwert dynamisiert. Hier können Netzbetreiber Veränderungen ihrer Versorgungsaufgabe einbringen. Der erste Effizienzvergleich ist zeitlich so konstruiert, dass die errechneten Ineffizienzen nach den ersten beiden Regulierungsperioden bis 2018 abgebaut werden können. Anschließende Effizienzvorgaben bedürfen dann einer Umsetzung innerhalb einer Regulierungsperiode. Der Regulierungsrahmen gesteht den Unternehmen damit eine zeitliche Flexibilität zu, Ineffizienzen zu identifizieren und durch unternehmensinterne Veränderungen abzubauen.⁵

In der Gesamtbetrachtung der gegebenen Anreizstrukturen wird ersichtlich, dass die Anreizregulierung eine hybride Regulierung ist, die Anreize für Kostendisziplin und Investitionen setzt. Die Basis bildet die EOG als Begrenzung der Umsätze. Der Bereich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten weist den Charakter einer Kostenzuschlagsregulierung auf. Er wird gemäß der vorgelegten Kostenbasis der Netzbetreiber stets genehmigt. Der Effizienzvergleich und der Produktivitätsfaktor, die zum Abbau von Ineffizienzen innerhalb der Netzbetreiber und der gesamten Branche anreizen, gleichen in

¹ S. § 13 und 14 ARegV.

² Theoretische Grundlagen und die Ergebnisse der ersten Analyse für Verteilernetzbetreiber sind in der Ergebnisdokumentation vom Projekt Gerner IV der Bundesnetzagentur nachzulesen. Vgl. *Agrell, P. et al.*, Effizienzwerte, 2008, S. 3 ff.

³ Vgl. *Zdrowomyslaw, N. et al.*, Managementpraxis, 2002, S. 100ff.

⁴ Weitere Einschätzungen zu Methoden der Effizienzmessung sind nachzulesen bei *Hoffjan* „Möglichkeiten und Grenzen statistischer Analyseverfahren in der Wasserwirtschaft“, 2010, S. 5ff.

⁵ S. § 15 ARegV.

ihrer Absicht einem Vergleichswettbewerb (Yardstick-Regulierung). Die Einführung des Q-Elements bildet die Qualitätsregulierung. Durch die verschiedenen Elemente der Erlösobergrenzenformel wird ein Gegengewicht zur reinen Kostenregulierung geschaffen. So erkennt sie beispielsweise durch § 12a ARegV gesetzlich einen Effizienzbonus an. Dem Wortlaut der Verordnung nach überwiegt der Effizienzfokus.¹

6.4 Ausgestaltung der Netzentgelte in Deutschland

Die Netzentgelte sind für den Netzbetreiber eine wichtige Schnittstelle zu Energiemarktakteuren. Auf Basis der Erlösobergrenze wird das Netzentgelt derzeit als mengenprognostizierte Umlage errechnet und in den Energiemarkt kommuniziert. Aufgrund der immobilen Verbindung zum Netzgebiet weisen sie einen Standortfaktor auf und erhalten somit neben der unternehmensseitigen eine wirtschafts- und energiepolitische Dimension. Im Folgenden werden der rechtliche Rahmen und das aktuelle Verfahren zur Netzentgeltberechnung vorgestellt.

6.4.1 Rechtlicher Rahmen

NNE setzen sich zusammen aus den Kosten für den Transport der Elektrizität sowie den Kosten für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung (MMA).² In der Bezeichnung wird somit unterschieden zwischen NNE für Transport und Verteilung von Energie sowie Netzentgelten, die neben NNE auch die Kosten für MMA beinhalten.

In den Jahren nach der Liberalisierung von 1998 bis 2005 bildete das EnWG die Grundlage für die Netznutzung. Besonderheit in diesem Zeitraum war die Verhandlung des NNE zwischen dem Netznutzer und dem Netzbetreiber. Das EnWG von 1998 schrieb lediglich vor, dass Netzbetreiber nicht ein höheres NNE in Rechnung stellen dürfen im Vergleich zu verbundenen Unternehmen. Die genaue Ausgestaltung der Netzentgeltberechnung wurde bis 2005 in der jeweils gültigen Verbändevereinbarung festgelegt.³

¹ S. ARegV.

² S. § 17 Abs. 2 u. 7 StromNEV; vgl. außerdem *Deutsche Umwelthilfe* Plan N 2.0, 2013, S. 90 ff.

³ Zwischen 1998 und 2005 gab es drei Verbändevereinbarungen: VV I, VV II und VV II plus. Diese wurden vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) unterzeichnet. In der Netzentgeltberechnung vollzog sich während dieser Zeit ein Wandel vom netzentfernungsabhängigen Netzentgelt hin zu einem Punkttarif, der in Bilanzkreisen der Regelzonen der ÜNB abgegolten wird.

Diese hatte keinen verbindlichen Charakter, sondern stellte eine Empfehlung dar. Die Förderung des Wettbewerbs wurde damals grundsätzlich dem BKartA zugeschrieben.¹

Am 13. Juli 2005 trat das zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft. Es ist das bis heute gültige EnWG. Die Berechnung der Höhe der NNE basiert auf den Ausführungen im EnWG. Ihm folgen die ARegV und die StromNEV. Eine darin maßgeblich vorhandene Änderung war das Ende des verhandelten, und die Einführung des regulierten Netzzugangs. Für die Kalkulation der NNE bedeutet die Neuregelung das Ende von einer Kostenprüfung ex-post hin zu einer Festlegung der Erlöse ex-ante und die damit verbundenen, erforderlichen Anpassungen der NNE-Kalkulation.

Mit der 2007 verabschiedeten ARegV wurde nach einer Übergangszeit von zwei Jahren die Netzentgeltbestimmung neu verortet. In § 1 ARegV heißt es hierzu: Die ARegV „regelt die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen im Wege der Anreizregulierung. Netzentgelte werden ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt.“

Ausgangspunkt für die Bestimmung der Erlösobergrenze und folglich der NNE ist die individuelle Kostensituation der einzelnen Netzbetreiber. Nach § 17 Abs. 1 ARegV werden die nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 festgelegten EOG in Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen umgesetzt. Die in der Verbändevereinbarung definierten Empfehlungen sind in der StromNEV gesetzlich verbindlich übernommen und bis zum aktuellen Verfahren ausgestaltet worden.

6.4.2 Aktuelles Verfahren zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte

Der Netzentgelttarif wird von dem jeweiligen Netzbetreiber für sein Netzgebiet auf Basis der dort angefallenen Kosten kalkuliert und dient der Finanzierung seiner Stromnetze. Hierzu heißt es in § 3 Abs. 1 StromNEV:

Für die Ermittlung der Netzentgelte sind die Netzkosten nach den §§ 4 bis 11 zusammenzustellen. Die ermittelten Netzkosten sind anschließend nach § 13 vollständig den dort aufgeführten Hauptkostenstellen, welche die Struktur der Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetze widerspiegeln, zuzuordnen. Danach sind die Hauptkostenstellen im Wege der Kostenwälzung nach § 14 den Kostenträgern zuzuordnen. Unter Verwendung einer Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 sind die Netzentgelte für jede

¹ Vgl. Aumüller, O., Regulierung, 2006, S. 65 ff.

Netz- und Umspannebene zu bestimmen. Die Ermittlung der Kosten und der Netzentgelte erfolgt auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres [...].

Anschließend werden die Netzkosten der einzelnen Spannungsebenen in der Preisbildung auf eine jeweilig geschätzte Stromverbrauchsmenge umgelegt. Diese richtet sich nach der Anzahl und der Strukturierung der Kunden, die an die Spannungsebene angeschlossen sind. Die Netzkosten setzen sich aus den aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten des Netzbetriebes zusammen und werden über die Gewinn- und Verlustrechnung bestimmt.¹ Die in der Struktur ermittelten Kosten werden kostenverursachungsgerecht den Haupt- und Nebenkostenstellen gem. Anlage 2 StromNEV zugeordnet. Die in Abschnitt 1.1 vorgestellte Struktur der Stromnetze findet sich in der Kostenkalkulation wieder. Durch das Prinzip der Kostenwälzung werden Teile der Kosten der vorgelagerten Spannungsebene anteilmäßig an nachgelagerte Spannungsebenen weitergegeben.² Die Höhe des Anteils basiert auf den spezifischen Jahreskosten einer Netz- und Umspannebene, die anhand des Gleichzeitigkeitsgrades auf die nachgelagerte Ebene gewälzt wird. Hier beschreibt der Gleichzeitigkeitsgrad die Durchmischung der betrachteten Ebene mit den anderen Ebenen. Bei der Entgeltkalkulation bezieht er sich hingegen immer auf die Einzelentnahme und definiert den Anteil an der Höchstlast dieser Einzelentnahme an der Höchstlast der jeweiligen Netz- oder Umspannebene. Kosten, die einer Ebene direkt zuzuordnen sind, werden nicht gewälzt. Die spezifischen Gesamtjahreskosten ergeben sich aus den spezifischen Jahreskosten der betrachteten Ebene zuzüglich der gewälzten Kosten der vorgelagerten Ebene.³

Der Aufgabe der Kapazitätsvorhaltung folgend ist die Höchstlast maßgeblich für die Aufgabenbewältigung und die daraus entstehenden Netzkosten. Dementsprechend findet sie Eingang in die Netzentgeltkalkulation. Die spezifischen Jahreskosten einer Ebene ergeben sich aus der Division der Netzkosten einer Ebene durch die Höchstlast der Ebene. Die Formel für diese Briefmarke ist im Anhang III abgebildet. Die Einzel-Höchstlasten der Stromverbraucher einer Netzebene wiederum bestimmen die Gesamt-

¹ Gemäß § 4 Abs. 1 StromNEV sind folgende Kostenpositionen vertreten: aufwandsgleiche Kosten, kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Steuern, kostenmindernde Erlöse und Erträge sowie optionale Kosten der Verlustenergie.

² S. § 14 StromNEV.

³ S. Anlage 3 StromNEV.

Höchstlast der Ebene. Die Einzel-Höchstlasten treten nicht zeitgleich auf, sondern über das Jahr verteilt. Durch den Gleichzeitigkeitsgradfaktor wird der Beitrag jedes Einzel-Höchstlastwertes an der Netzhöchstlast reglementiert, sodass der Beitrag jedes Stromkunden an den Netzkosten möglichst verursachungsgerecht zugeordnet wird. Der Gleichzeitigkeitsgradfaktor bildet die Wahrscheinlichkeit ab, mit der die Höchstlast eines einzelnen Kunden zur Höchstlast der gesamten Netzebene beiträgt. Er ist abhängig von der Nutzungsdauer der Einzel-Netznutzungen, die aus der Division der individuellen Arbeit durch die individuelle Höchstlast errechnet wird (Formel in Anhang III). Abhängig von der Nutzungsstundendauer ergibt sich eine Verteilungsfunktion, auch Gleichzeitigkeitsfunktion genannt. Sie ordnet jeder Einzelentnahme einen bestimmten Gleichzeitigkeitsgrad zu. Dem Verlauf der Funktion liegt die Annahme zugrunde, dass ein umso höherer Beitrag zur Netzhöchstlast geleistet wird, je mehr Nutzungsstunden gesammelt werden.¹ Die Geradengleichung wird durch zwei Geradengleichungen für niedrigere (> 2.500 h) und höhere (< 2.500 h) Anzahl von Nutzungsstunden angenähert. In der Summe entsprechen die Höchstlast der Netzebene und die Summe aus den Produkten aus allen individuellen Höchstlasten und individuellen Gleichzeitigkeitsgraden einander (Formel Anhang III).

Im Ergebnis ist das individuelle NNE das Produkt aus individuellem Leistungsentgelt und individuellem Arbeitsentgelt (Formel Anhang III).² Durch Anwenden der Leistungs- und Arbeitspreisregelung auf die Formel der Briefmarke kommen die Leistungs- und Arbeitspreise für alle Netzebenen zustande (Formel Anhang III).

Für die Abrechnung des Arbeitspreises wird auf Verbraucherebene zwischen Lastgang und Lastprofil unterschieden. Ein Lastgang ist der tatsächliche Stromverbrauch gemessen in kW über die Zeit. Dies geschieht bei Kunden ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh und wird als registrierte Leistungsmessung (RLM) bezeichnet.³ Der Lastgang wird nach einem bestimmten Zeitrhythmus – in der Regel mit Viertelstundenwerten – aufgezeichnet und die daraus errechnete Arbeit und Höchstlast anschließend abgerechnet. Das Lastprofil hingegen ist die Kategorisierung der unterschiedlichen Kunden

¹ S. StromNEV Anlage 3.

² S. § 17 Abs. 2 und 3 StromNEV.

³ S. § 12 StromNZV in Verbindung mit § 10 MessZV.

in ein vorher definiertes Segmentprofil ohne tatsächliche Leistungsmessung. Die dafür herangezogenen Faktoren sind:

- Temperaturvorhersagen,
- Wetterprognose,
- Werktag, Wochenende, Feiertag,
- historische Lastdaten,
- Bilanzkreiszusammensetzung sowie
- besondere Ereignisse.¹

Durch die Zuordnung in ein Lastprofil wird der tatsächliche Lastgang des Kunden abgeschätzt. Ein Beispiel hierfür sind die Haushaltskunden im Niederspannungsbereich, die als Standardlastprofile (SLP) bezeichnet werden.² Der Mengenverbrauch wird vor der Periode der Leistungserbringung geschätzt und durch jährliches Ablesen aufgezeichnet und abgerechnet. Eine tatsächliche Leistungsmessung im Lastgang ist eine Voraussetzung für ein stärker leistungsberechnetes Netzentgelt. Im Begriffszusammenhang der Anreize erhalten Netzentgelte aufgrund der Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Energiemarkt eine wichtige Bedeutung. Im System der Anreizregulierung sind sie das Ergebnis der Regulierungsziele. Die ökonomischen Anforderungen sind allerdings breiter aufgestellt, als allein die Ziele der Akteure oder der allgemeinen Energiepolitik zu berücksichtigen. Entsprechend ist ein Geflecht an Ursache-Wirkung-Zusammenhängen zu beachten. Das erste Beispiel ist das ökonomische Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit.³ Dieses ist über die regionale Auflösung der Netzentgelte grundsätzlich gegeben. Deutschlandweit kommt es bei den Netzentgelten zu beträchtlichen Unterschieden.⁴ Gründe dafür sind neben strukturellen Einflussfaktoren, wie Einwohnerzahl oder Industrieanteil in der Wirtschaftsstruktur, ein hoher Anteil an EEG-Erzeugungsanlagen und die damit verbundenen regionalen Netzinvestitionen sowie die Betriebskosten für die Systemintegration des volatilen, erneuerbaren Stroms. Der strukturelle Wandel der Erzeugungslandschaft wirkt sich regional unterschiedlich auf das

¹ Vgl. Kamper, A., Lastmanagement, 2009, S. 20.

² S. § 12 Abs. 1 und 2 StromNZV.

³ Vgl. Bourwieg, K., Netzentgelte, 2015, S. 7.

⁴ Vgl. Agora Energiewende, Netzentgelte, 2014, S. 5.

Netzentgelt und die Netzfinanzierungsbelastung, die zum Teil auf bundeseinheitlichen, energiepolitischen Zielen basiert, aus. Das zweite Beispiel ist der durch steigende Strompreise entstehende Anreiz zur Ausweichreaktion der Endverbraucher in die Eigenversorgung. In der Folge werden die verbleibenden Kosten auf eine kleinere Kundengruppe abgewälzt. Es kommt zur unsachgerechten Kostenverteilung, da auch Eigenversorger an das Netz angeschlossen bleiben und eine Grundversorgung garantiert ist (Entsolidarisierung).

7 Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen der Energiewende und der Entgeltregulierung

Die Frage der Anreizkompatibilität bezieht sich auf die Koordinationsprobleme der heutigen Energieversorgung. Das Ziel der hier aufgeführten Ausführungen zur Anreizkompatibilität ist die Erfassung und Darstellung des Spannungsfeldes der Regulierungsanreize und der Energiewende unter Berücksichtigung der beteiligten Akteure. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Entgeltregulierung, die anhand der drei Beispiele Erlösobergrenze, Preisobergrenze und Netzentgelttarife erläutert wird. Die Überprüfung der Konsistenz der Anreize ist ein wichtiger Aspekt bei der Ausgestaltung der Regulierung für die natürlichen Monopole der Stromnetze, da sie die Plattform zwischen Erzeugungs- und Verbrauchslast sind. Die Relevanz dieses Spannungsfeldes ergibt sich aus der essentiellen Bedeutung des Stromnetzes für ein technisch funktionierendes Gesamtsystem und für die am Strommarkt teilnehmenden Akteure. Letztlich setzt sich Anreizkompatibilität aus gesetzlichen Anreizen und ökonomischem Handeln der Akteure zusammen.

Das Kapitel beginnt zunächst mit grundlegenden Begriffszusammenhängen zur Anreizkompatibilität. Anschließend werden beteiligte Akteure und ihre Ziele hinsichtlich der Energiewende und der Regulierung aufgezeigt. Anhand verschiedener Beispiele und Sachfragen ist eine Analyse der Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen und innerhalb der WSK möglich.

7.1 Terminologie und Begriffszusammenhänge der Anreizkompatibilität

Anreizkompatibilität, die auch als Interessenhomogenität oder Interessengleichheit bezeichnet werden kann, beschreibt nach *Knaus* einen Zustand, in dem durch eine Maßnahme oder einen Mechanismus eine Verhaltensweise angereizt wird.¹ Bietet diese Maßnahme einen Anreiz zu einem Verhalten, mit dem ein festgelegtes Ziel erreicht wird, dann ist Anreizkompatibilität gegeben. Ein Anreiz ist in diesem Zusammenhang nach *Minter* eine wirtschafts- oder finanzpolitische Maßnahme, die eine höhere (öko-

¹ Vgl. *Knaus*, A., Informationsasymmetrie, 2013, S. 1ff.

nomische) Leistungsbereitschaft bewirkt.¹ Beispiele für Leistungsbereitschaft sind das Arbeitsangebot von Haushalten oder die Investitionen von Unternehmen.

Zum Verständnis der Anreizkompatibilität ist der Begriff des Ziels zentral. Nur mit Hilfe einer präzisen Zieldefinition können Maßnahmen generiert werden, die richtige Anreize zur Erreichung der formulierten Ziele setzen und so eine Grundlage schaffen, um den für die Zukunft gewünschten Sollzustand zu erreichen. Ein Ziel ist nach *Jung* als festgelegter, zu erreichender Sollzustand zu verstehen.² Ziele können weiterhin nach verschiedenen Merkmalen, u.a. der Zeit, dem Inhalt oder der Beziehungsart, in ein Zielsystem eingeordnet werden.³ Um eine angemessene Beurteilung der Zielbeziehungen gewährleisten zu können, ist prozessual der Sollzustand mit dem Istzustand zu vergleichen. Hier ist die Differenzierung in Formal- und Sachziel notwendig. Formalziele sind übergeordnete Ziele, die beispielsweise das Weiterbestehen des Unternehmens sichern und durch direkte Ziele auf Unternehmensebene, wie z. B. durch Gewinnerzielung oder durch Qualitätsverbesserung, erreicht werden. Sachziele sind diesen untergeordnet und beziehen sich auf konkrete Handlungen, Produkte und Dienstleistungen. Beispiele für Sachziele sind die konkrete Renditevorgabe oder die Reduzierung von Betriebsunfällen. Aus der Perspektive eines Stromnetzbetreibers ist ein Formalziel z.B., die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieses kann dann faktisch mit dem Sachziel der Verbesserung der Netzstabilität erreicht werden.

Die Zielbeziehungen beschreiben das Verhältnis der einzelnen Ziele untereinander (Ziel-Ziel-Beziehung). Idealerweise beeinflussen sich alle Ziele und die dadurch ausgelösten Tätigkeiten komplementär. In der Realität kommt es hingegen nicht immer zu dieser Konstellation, sondern zu vielfältigen Zielbeziehungen. Sie sind grundsätzlich entweder komplementär, konkurrierend, neutral oder antinom. Komplementäre Ziele beschreiben eine Zielharmonie, in der eine Zielverfolgung die gleichzeitige Annäherung an ein anderes Ziel beinhaltet. Dem entgegen steht die Zielkonkurrenz, bei der sich Ziele nicht vollends miteinander vereinen lassen, sondern die höhere Zielerreichung des einen Ziels, eine geringere Zielerreichung des anderen Ziels bedingt. In einer neutralen

¹ Vgl. *Minter, S.*, Anreiz, 2015, S. 1.

² Vgl. *Jung, H.*, Betriebswirtschaftslehre, 2006, S. 29ff.

³ Vgl. *Welge, M. et al.*, Management, 2008, S. 206.

Zielbeziehung haben die Ziele keinen Einfluss aufeinander. Die antinome Zielbeziehung überspitzt die Zielkonkurrenz; sie schließt eine Zielerreichung zwischen zwei Zielen komplett aus. Im Ergebnis ist ein Zielvergleich ein komplexer Vorgang, der die genaue Kenntnis der Begrifflichkeit und der verschiedenen Betrachtungsebenen voraussetzt. Für die einzelnen Anspruchsgruppen und für die Gesamtbetrachtung ergibt sich ein pluralistisches Zielsystem. Dieses wird ergänzt durch die Ziel-Mittel-Beziehung, die auch zurück zur Anreizkompatibilität führt. Nur aus der Analyse der Ziel-Maßnahmen-Beziehung und der daraus entstehenden Anreize, abhängig von der Interessenpriorisierung des Akteurs, lässt sich auf Anreizkompatibilität schließen. Insofern spielen die energiepolitische Priorisierung und ihre Zielbeziehungen eine regulatorisch außerordentlich wichtige Rolle.¹

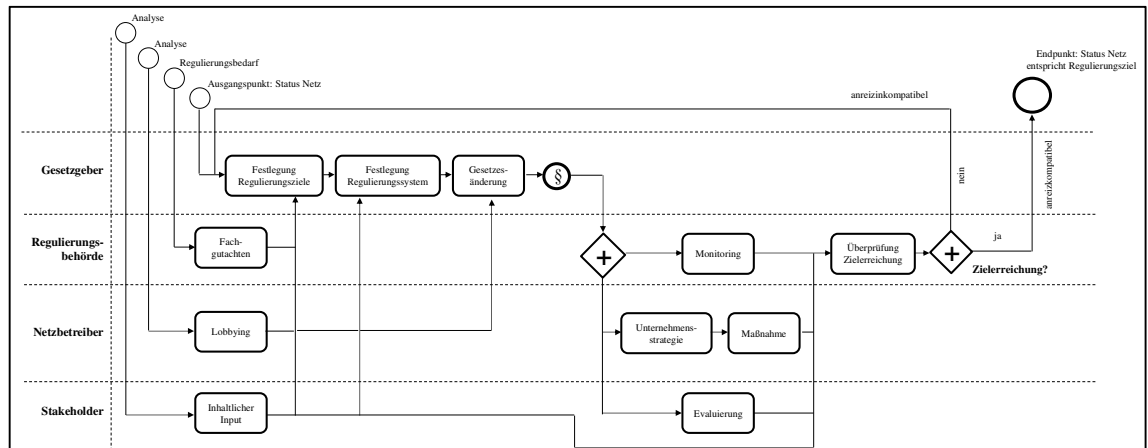
Für die Anwendung der erläuterten Begriffe in Verbindung mit der Netzregulierung ist eine Illustration der Zusammenhänge hilfreich. Ohne der detaillierten Betrachtung der Akteure und ihrer Ziele vorzugreifen, steht am Anfang die Analyse und Bestandsaufnahme zum Status der Netze. Sie bildet die Grundlage für die Diskussion zur Festlegung der Regulierungsziele zwischen den verschiedenen Akteuren. Die Akteursvielfalt ist in diesem Bereich groß und reicht von staatlichen Organen bis hin zur regulierten Branche und der Wissenschaft.² Darauf aufbauend werden das Regulierungssystem festgelegt, Gesetzesänderungen vorgenommen sowie die entsprechenden konkreten Maßnahmen ausgewählt bzw. erarbeitet. Aus der Maßnahme heraus resultieren Anreize, die von den betroffenen Netzbetreibern unter Berücksichtigung ihrer betriebswirtschaftlichen Interessen und Unternehmensstrategie ausgelegt werden. Dadurch ausgelöste Tätigkeiten führen dann im Ergebnis zur Zielerreichung oder Verfehlung, und der Prozess findet nach einer Überprüfung einen neuerlichen Anfang. Die Differenzierung der Anreize ist zweiteilig. So können Anreize erfolgreich sein und die Zielerreichung befördern. Im Falle einer Zielverfehlung kann die Maßnahme anreizinkompatibel sein. Hervorzuheben ist die Auslegung der Maßnahme und der daraus geschlussfolgerte Anreiz oder Fehlanreiz. Die auf theoretischer Basis erdachten Ziele und daraus abgeleiteten

¹ Vgl. *Hungenberg, H., et al.*, Unternehmensführung, 2011, S. 49.

² Weitere Akteure sind Verbände, Gewerkschaften, Nichtregierungsorganisationen, Denkfabriken, Medieneinrichtungen und Akteure mit internationalem Hintergrund.

praktischen Maßnahmen können in der Realität zu Zielabweichungen führen. Aus der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie heraus verweist dieses Schema der Informations- und Interessenasymmetrie an den Prinzipal-Agent-Konflikt. Abbildung 44 auf der nächsten Seite fasst die Ausführungen zusammen.

Abbildung 44: Prozessüberblick Anreizkompatibilität



Quelle: eigene Darstellung¹

7.2 In die Regulierung involvierte Akteure und ihre Ziele

7.2.1 Exkurs: Ebenen der Gesamtbetrachtung

Die Diskussion über Anreizkompatibilität auf deutscher Betrachtungsebene wird für die Gesamtbetrachtung um weitere Ebenen ergänzt, und zwar:

- global,
- kontinental,
- national,
- Bundesland,
- regional (Landkreis bzw. landkreisübergreifend)
- lokal (Kommunen und Gemeinden).

Die Regulierung wirkt in den verschiedenen Segmenten der WSK auch auf diesen Ebenen weiter. Die Rahmenbedingungen unterscheiden sich auf den einzelnen Ebenen und

¹ Eine vergrößerte Abbildung ist im Anlage V aufgeführt.

können Zielkonflikte verursachen, die Anreizkompatibilität verhindern. Hervorzuheben ist das Zusammenwirken von nationaler Regulierung, europäischen Energiepolitikzielen und globalen Energiemärkten. Hinzu kommt der Aspekt, dass neben Entwicklungen innerhalb regulierter Bereiche Entwicklungen außerhalb dieser Bereiche einen großen Einfluss haben. Ein Beispiel für fehlende Anreizkompatibilität auf der europäischen Ebene ist das Ziel, den europäischen Energiebinnenmarkt zu vereinheitlichen.¹ Dies wird durch die europäische Strombörse mittels Market Coupling präqualifizierter Länder vorangetrieben.² Gleichwohl gilt der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union in § 194 Absatz 2 zur nationalen Ausgestaltungshoheit der Energiepolitik.³ Hier wird das Subsidiaritätsprinzip eingesetzt. Das Ergebnis sind nationale Regulierungsunterschiede.

7.2.2 Betrachtung ausgewählter Akteure

Akteure auf Märkten oder in regulierten Branchen zeichnen sich durch aktive Systemteilnahme aus. Dahinter verbirgt sich die Vorstellung, gleichermaßen Chancen und Risiken symmetrisch ausgesetzt zu sein und aktiv Handlungen durchzuführen.⁴ Marktteilnehmer sind in diesem Begriffsverständnis keine Akteure, da sie asymmetrisch entweder Chancen oder Risiken gegenüberstehen.⁵

Die Grundlage der Betrachtung ist eine Einteilung in die funktionalen Rollen: Gesetzgeber, Regulator und Netzbetreiber bzw. regulierte Branche sowie Netznutzer.⁶ Die absolute Anzahl der Akteure und Interessengruppen innerhalb dieser funktionalen Rol-

¹ Vgl. *Europäische Kommission*, Umgestaltung des Energiemarkts 2015, S. 5ff.

² Seit 2014 sind 19 europäische Staaten in Multi-Regionen-Kopplung der EPEX SPOT im Day-Ahead-Marktsegment vertreten; vgl. *EPEX SPOT*, Marktkopplung, 2016, S. 1.

³ S. § 194 Abs. 2 AEUV.

⁴ Vgl. *Erdmann, G.*, Energiewende, 2012, S. 5.

⁵ Durch die Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen verändert sich die Zusammensetzung der Marktteilnehmer. Das bisherige Angebotsoligopol entwickelt sich zu einer polypolen Angebotsstruktur. Beispiele für neu eintretende Marktteilnehmer sind Projektierer, Finanz- oder Privatinvestoren. Mit 87 % Anteil stellen Privatpersonen, Gewerbe, Projektierer, Banken/Fonds und Landwirtschaft die überwältigende Mehrheit der EE-Investoren dar. Klassische Versorger mit einem Anteil von 11 % spielen eine untergeordnete Rolle; vgl. *Agora Energiewende*, Stromverteilnetze, 2013, S. 12.

⁶ Mehr zu den verschiedenen Rollen innerhalb der Regulierung in *Friedrichsen et al.*, Roles and Responsibilities, 2013.

len ist groß.¹ Des Weiteren wird zwischen der europäischen und nationalen Ebene der Akteure unterschieden. So sind auf der europäischen Ebene die gesetzgebenden Organe der Europäischen Kommission, des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates aktiv. Sie stehen im Austausch mit der länderübergreifenden Regulierungsbehörde *Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)*. Sie überwacht die nationalen Regulierungsbehörden. Allgemeine Grundlage der Zusammenarbeit ist der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union. In § 194 AEUV sind zur Errichtung eines europäischen Binnenmarktes die Ziele im Energiebereich aufgelistet (s. Abschnitt 3.3).

Im Ergebnis werden strategische Vorgaben und Ziele für die Mitgliedstaaten der Europäischen Union erarbeitet, die von den nationalen Staaten teilweise in national geltendes Recht umgesetzt werden müssen oder als Empfehlung dienen. Diese Maßnahmen berühren unbeschadet des § 192 Absatz 2 Buchstabe c AEUV nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen. Der gesetzliche Rahmen der EU ist auf Großprojekte, z.B. Offshore Windparks und Interkonnektion, ausgelegt. Insofern bleibt die europäische Regulierung beschränkt, während die nationale Regulierung insbesondere für die Verteilnetzbetreiber maßgeblich ist.²

Auf der nationalen Ebene agieren in Deutschland im gesetzgebenden Bereich die Bundesregierung inkl. der Bundesministerien, der Bundesrat inkl. der Landesregierungen und der Bundestag. Die Bundesnetzagentur ist von der Bundesregierung mit dem Regulierungsmandat beauftragt und überwacht die Netzbetreiber bei der Regulierungsumset-

¹ Insbesondere in den Gruppen Netzbetreiber und Netznutzer ist eine Vielzahl an Akteuren aggregiert. So lassen sich bei Netzbetreibern ÜNB und VNB unterscheiden. Eine weitere Differenzierung ist auch bei VNB möglich z.B. nach Netzstruktur oder bewirtschafteten Spannungsebenen. Die Netznutzer sind Erzeuger und Verbraucher. Dazu kommen weitere Akteure aus der Wertschöpfung wie Händler und Vertriebe, deren Geschäftstätigkeit ohne das Stromnetz nicht möglich ist. Neben der Betrachtung der funktionalen Rollen der Akteure bei der Regulierung hat der BDI bereits 2008 aufgezeigt, dass bei der Stromlieferung vom Kraftwerk bis zum Endverbraucher zehn verschiedene Akteure in 16 unterschiedlichen Vertragsverhältnissen beteiligt sind; vgl. *FfE*, Demand Response, 2010, S. 33.

² Vgl. *Fischer S. et al.*, Roadmap, 2012, S. 4.

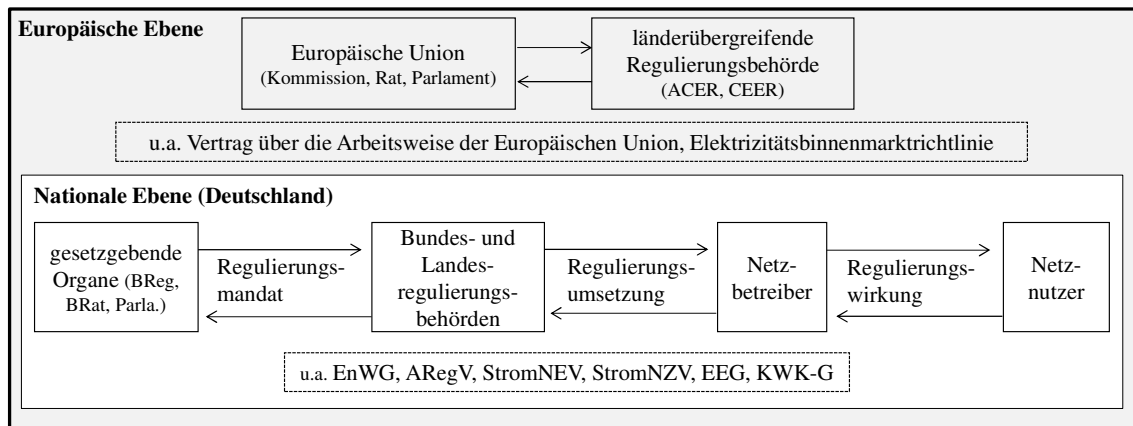
zung.¹ Die BNetzA ist eine selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des BMWi. In Zusammenarbeit mit dem BKartA bildet sie die wettbewerbsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Energiebereich und reguliert den Netzzugang. Darüber hinaus prüft sie die festgelegten Höhen der Netznutzungsentgelte (NNE). Mit Inkrafttreten des novellierten EnWG 2005 nahmen die BNetzA und die Landesregulierungsbehörden ihre Tätigkeiten auf. Genauer betrachtet wird die Regulierung der VNB – je nach Größe und Geographie der Verteilnetze – durch die Bundesnetzagentur oder die zuständige Landesregulierungsbehörde vorgenommen. Gemäß § 54 Satz 2 EnWG nimmt die Bundesnetzagentur die Aufgaben der Landesregulierungsbehörden wahr, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz jeweils mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder ein Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Die Netzbetreiber ihrerseits geben die Regulierungswirkung an die Netznutzer weiter, die in dieser Funktionskette die letzte Beteiligungsgruppe sind. Die Auswirkungen der gewählten Regulierung betreffen vor allem sie. Im Rahmen der Evaluierungsprozesse und der Netzausbauplanung haben sie die Möglichkeit, sich in den Regulierungsprozess einzubringen.

Konkretes Beispiel für den durch die Gesetzgeber vorgegebenen rechtlichen Rahmen in Deutschland ist das EnWG. Es ist die zentrale Grundlage für die Regulierungsumsetzung. Einzelaspekte konkretisieren sich in speziellen Verordnungen wie beispielsweise der ARegV, der StromNEV oder der StromNZV. Die Aufzählung der hier angefügten Gesetze und Verordnungen ist dabei keineswegs vollumfänglich.²

Die nachfolgende Abbildung 45 zeigt die an der Regulierung beteiligten Akteure auf, um mittelbare und unmittelbare Beziehungen darzulegen.

¹ So wie in einigen Fällen die Länderregulierungsbehörden z. B. in Hamburg oder in Baden-Württemberg. Einige Länder, z. B. Mecklenburg-Vorpommern, geben per Organleihe ihre Kompetenzen an die Bundesnetzagentur ab.

² Eine Überblicksdarstellung der rechtlichen Regulierungsbedingungen in Form von Strategien, Gesetzen und Verordnungen vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Gesetzeskarte*, 2013.

Abbildung 45: Ebenen und Beteiligte der Regulierung für Stromnetze

Quelle: eigene Darstellung

7.2.3 Zielgegenüberstellung der gesetzgebenden Organe, Netzbetreiber und Netznutzer

Die Zielgegenüberstellung der Akteure der Regulierung findet auf wirtschaftlicher Interessenebene statt, um bestehende Zielkonflikte herauszuarbeiten und voneinander abgrenzen zu können. Zu beachten ist, dass es sich aus eigentumsrechtlicher Sicht zum Teil um staatliche und private Akteure in der Regulierung handelt.¹ Insbesondere bei Netzbetreibern ist die Grenze zwischen öffentlicher oder privater Eigentümerstruktur fließend. Verantwortlich dafür sind verschiedene Gesellschafterstrukturen, die teils Mehr- oder Minderheitsbeteiligungen staatlicher oder privater Investoren abbilden. Für die hier vorgenommene Analyse wird unterstellt, dass die Netzbetreiber in mehrheitlich privater Eigentümerschaft sind. Hintergrund ist die Annahme, dass öffentliche Eigentümer in ihrer Zielpräferenz die Renditeziele niedriger und die Versorgungssicherheit höher gewichten.

Die wirtschaftliche Interessenebene lässt sich in gesamt- und einzelwirtschaftliche Teilebenen untergliedern. Dabei können für die einzelnen Akteure die Motive stärker von der einen oder der anderen Teilebene geprägt sein. Nachfolgend werden die einzelnen Ziele der Akteure abgeleitet und erläutert. Sie beziehen wirtschaftliche Interessen und die Befriedigung der Nutzenerwartung ein.

¹ Vgl. Suck, A., Elektrizitätswirtschaft, 2008, S. 1.

Die Bundesregierung verfolgt das wirtschafts- und energiepolitische Ziel, auf die Weiterentwicklung der Energieversorgung Einfluss zu gewinnen. Basierend auf der energiepolitischen Prioritätensetzung ist dies eine der grundlegenden Gestaltungsmöglichkeiten der Bundesregierung im Bereich der Daseinsvorsorge. Das Bestreben der Bundesregierung bezüglich der Stromnetzregulierung ist es, ungerechtfertigt hohe Netzentgelte zu unterbinden und die wirtschaftlichen Standortkriterien im internationalen Vergleich attraktiv zu gestalten.¹ Die Tatsache, dass die Endverbraucherstrompreise eine nationale Beschränkung aufweisen und Strom im Gegensatz zu Erdöl, Erdgas und Kohle kein global handelbares Energiegut ist, erhöht die Bedeutsamkeit dieses Aspektes.² So existieren für Erdöl und Kohle global anerkannte Referenzpreise. Bei Erdgas ist dies zumindest für die Kontinente Nordamerika, Europa und Asien der Fall, wobei sich hier auch ein Trend hin zu einem stärker verflochtenen Weltmarkt zeigt.³ Für Strom existieren in Europa verschiedene regional repräsentative Handelspreise z.B. von der EEX für Nordwest-Europa oder von Nord Pool Spot für Skandinavien.⁴ Einen globalen Strompreis gibt es jedoch nicht. Der Vergleich verdeutlicht, dass die Preise internationaler Energiegüter sich dem Einfluss der deutschen Bundesregierung und der regulatorischen Vorgaben entziehen. Netzentgelte dagegen sind ein national beeinflussbarer Bestandteil des Strompreises und von der Bundesregierung durch eigene Regulierungsentscheidungen gestaltbar. Im Ergebnis sind somit die Regulierung der Stromnetze und der daraus resultierende Einfluss auf die Netzentgelte ein in der nationalen Energiepolitik herausragender Aspekt.

Ein weiteres ökonomisches Ziel sind zudem minimale Regulierungstransaktionskosten durch eine effiziente Regulierungskoordination mit Vereinfachungen in der Umsetzung. Ein Beispiel hierfür ist das vereinfachte Verfahren der Anreizregulierung (siehe Punkt 6.3.2). Zugleich ist eine ausgewogene Kostenentwicklung als Randbedingung für die allgemeine Akzeptanz zu beachten. Schließlich werden abgestimmte Folgekonzepte entlang der Wertschöpfungskette für den Einbau der dezentralen Erzeugung z.B. beim

¹ Vgl. *Bundesregierung*, Energiewende, 2015.

² Vgl. *Oettinger, G.*, Energie, 2014.

³ Vgl. *Auer, J. et al.*, Gasschwemme, 2010, S. 3.

⁴ Preise für bestimmte Handelsprodukte lassen sich auf den Internetseiten der Börsen nachvollziehen; <http://www.eex.com/en/> und <http://www.nordpoolspot.com/>

Netzausbau benötigt. Hier überlagern sich die Ziele der Bundesregierung mit denen der Bundesnetzagentur, die um einen zeitlich synchronisierten Netzausbau und -umbau im Sinne der Erzeugungsstrukturveränderung bemüht ist.¹

Die Regulierungsbehörden versuchen durch ihr Regulierungsmandat, die fehlende wettbewerbliche Investitions- und Preispolitik im Stromnetzbereich zu ersetzen. Die Bundesnetzagentur steht hierbei im Austausch mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das die Regulierungsinhalte vorgibt.² Für das Regulierungsgeschehen sind die energiepolitischen Ziele aus dem § 1 EnWG maßgebend, und in der Wahl des Regulierungssystems konkretisieren sich diese Ziele. Die davon abgeleiteten wirtschaftlichen Anreize veranlassen die Unternehmen zur Umsetzung der Vorgaben. Darüber hinaus koordiniert die Bundesnetzagentur die Netzausbauplanung und überwacht den Aspekt der Diskriminierung beim Netzzugang.³ Ferner ist eine gute Stellung im internationalen Vergleich anzustreben. Da die Regulierung in Deutschland von europäischer Seite beeinflusst wird, besteht ein Interesse, die eigene Regulatorausgestaltung darzulegen. Im Zuge der Formulierung eigener institutioneller Ziele hat die Bundesnetzagentur den Verbraucherschutz als zentrales Ziel festgelegt.⁴

Die Netzbetreiber verfolgen in erster Linie betriebswirtschaftliche Ziele und wollen ihren weiteren Unternehmensbestand sichern. Die Gewinn- und Umsatzerzielung sowie eine werthaltige und -steigernde Unternehmensführung sind konkrete Sachziele. In ihrem wirtschaftlichen Rationalverhalten reagieren sie dementsprechend auf regulatorische Anreize. Eine investitionsfreundliche Regulierung und die Anerkennung der Investitionskosten entsprechen den Interessen der Netzbetreiber. Die technischen Ziele heben die Systemsicherheit mit einem einwandfreien Netzbetrieb und die Versorgungszuverlässigkeit hervor. Die genannten Ziele sind nicht antinomisch, sondern konkurrieren miteinander. Die Netzbetreiber wägen betriebswirtschaftlich zwischen den Pönalen schlechter Versorgungsqualität und Renditeeffekten aus ihrem Investitionsverhalten ab.

¹ Vgl. *Bundesnetzagentur*, Jahresbericht, 2014, S. 41.

² Eine Zusammenfassung der ökonomischen Aspekte der Unabhängigkeit von Regulierungsinstitutionen wird durch *Francesc Trillas* in *Independent Regulators: Theory, Evidence and Reform Proposals*, 2010 erstellt.

³ S. § 20 EnWG.

⁴ Vgl. *Bundesnetzagentur*, Jahresbericht, 2013, S. 50ff.

An dieser Stelle ergibt sich für die gesetzgebenden Organe ein Spielraum, das Investitionsverhalten unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität direkt zu beeinflussen. Dazu fügt sich das Ziel der öffentlichen Akzeptanz. Aufgrund der Versorgungstätigkeit ist die öffentliche Akzeptanz der unternehmerischen Tätigkeiten Bestandteil der Unternehmensaufgabe und für die Fortführung der Unternehmenstätigkeit ein zentraler Beeinflussungsfaktor. Netzbetreiber stehen hier in einem Spannungsfeld aus gesellschaftsrechtlichen Zielen und öffentlichen Interessen. Übergeordnetes Ziel ist daher die Risikominimierung durch bestmögliche Beachtung der gesetzlichen Vorgaben (Compliance).¹

Netznutzer lassen sich in Verbraucher und Erzeuger einteilen. Beide Gruppen verfolgen in Bezug auf die Netzregulierung das Ziel der Kostenminimierung bei Netzanschluss und Netznutzung. In ihrer Zielverfolgung sind sie abhängig von den Vorgaben der Regierung, der zuständigen Regulierungsbehörde sowie der Umsetzung durch die Netzbetreiber. Hervorzuheben ist, dass Einspeiser in Deutschland keine Netznutzungsentgelte zahlen. Auf Haushaltsebene ist für Netznutzer z. B. die Eigenerzeugung wirtschaftlich interessant, wenn die Kosteneinsparpotenziale im Vergleich zum Strombezug aus dem öffentlichen Netz überwiegen. Die Übernahme der Interessenvertretung des einzelwirtschaftlichen Interesses der Netznutzer erfolgt durch die Verbraucherschutzzentrale, das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur. Diese Institutionen überwachen und kontrollieren die Netzentgelte und haben die Kompetenz, bei überhöhten Netzentgelten einzugreifen.

Der Abgleich der wirtschaftlichen Interessenebene, der Regulierungsziele und der konkreten Handlungsmöglichkeiten der regulierungsbeteiligten Akteure in der nachfolgenden Tabelle 13 zeigt, dass eine Vielzahl an Auswirkungen existiert, die sowohl zielidentisch als auch zielkonkurrierend sind.

¹ Vgl. Klotz, M., IT-Compliance, 2014, S. 18.

Tabelle 13: Synopse Ziele der am Regulierungsprozess beteiligten Akteure

Akteur Gegenstand	Netzbetreiber	Netznutzer
Interessenebene	betriebswirtschaftlich	einzelwirtschaftlich
Ziele (bezüglich Regulierung)	Gewinn- und Umsatzsteigerung; werthaltige Unternehmenssubstanz; Systemsicherheit, (technisch einwandfreier Betrieb); Versorgungszuverlässigkeit; Versorgungswachstum (erhöht EOG)	Kostenminimierung bei Netzanschluss und Netznutzung
Voraussetzung für die Energiewende	ausreichende finanzielle Investitionsanreize; investitionsfreundliche Regulierung; Anerkennung von Investitionskosten; Investitionssicherheit	Anreize der Eigenversorgung stehen Kosten der öffentlichen Versorgung gegenüber; individuelle Präferenzen entscheiden
Anreize im derzeitigen Handlungsrahmen	Kostensenkung (ARegV); Investitionsoptimierung (strategisches Verhalten im gegebenen System)	kostenminimales Optimierungsverhalten zwischen Eigen- und Netzversorgung
Akteur Gegenstand	gesetzgebende Organe	Regulierungsbehörden
Interessenebene	gesamtwirtschaftlich	gesamtwirtschaftlich
Ziele (bezüglich Regulierung)	International wettbewerbsfähige Energiepreise; Energiewende (Mengenziele für EE, EnEff. und CO ₂ -Einsparung); minimale Regulierungstransaktionskosten	Verbraucherschutz durch Ersatz fehlender wettbewerblicher Investitions- und Preispolitik durch Regulierung; volkswirtschaftliche Kosteneffizienz; Qualitätsverbesserung
Voraussetzung für die Energiewende	Investition in EE, Gebäudesanierung, Elektromobilität und Kraftwerksmodernisierung; beherrschbare Kostenentwicklung; abgestimmte Folgekonzepte entlang der Wertschöpfung für Einbau dezentraler Erzeugung	Netzaus- und -umbau für veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsanforderungen
Anreize im derzeitigen Handlungsrahmen	Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Energieversorgung	Interessenvertreter der Verbraucher (Weitergabe Effizienzverbesserungen durch niedrige NNE); internationaler Vergleich

Quelle: eigene Darstellung

Der zentrale Zielkonflikt zwischen den Regulierungsbeteiligten verläuft zwischen der gesellschaftlichen Wohlfahrtmaximierung durch die regulatorischen Vorgaben der gesetzgebenden Organe und der unternehmensbezogenen Gewinnmaximierung der Stromnetzbetreiber. Im Ergebnis ist zwischen den Akteuren keine Zielkompatibilität vorhanden.

7.2.4 Diskussion zum Regulierungsrahmen ausgewählter Akteure

Der Gegenstand der folgenden Überlegungen ist der Regulierungsrahmen für ausgewählte Akteure der Energieversorgungskette. Diese sind Großerzeuger (Großerzeugungsanlagen angeschlossen an die Übertragungsnetze), Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, mittlere und kleinere Erzeuger (Erzeugungseinheiten angeschlossen an die Verteilnetze) sowie der Endverbraucher.

Der angenommene kausale Zusammenhang für die Bewertung der Regulierung stellt sich wie folgt dar: Steigt die Aufmerksamkeit in einem Themenbereich der politisch handelnden Akteure, vergrößert sich der wirtschaftlich-rechtliche Regulierungsrahmen, der neben Gesetzen und Verordnungen auf nationaler und internationaler Ebene ebenso Konzepte und Aktivitäten der Regulierungsbehörde beinhaltet.¹ Eine Bewertung ist schwierig zu quantifizieren und erfolgt anhand der zwei Merkmalausprägungen starker und weniger starker politischer Fokus. Die aufgeschriebenen Beispiele stehen jeweils als Lösungsmöglichkeiten für die Akteure bereit. Im Gegensatz dazu steht im technischen Bereich der technologische Entwicklungsstand im Vordergrund. Bei der tatsächlichen Anwendung entscheiden ferner weitere Faktoren, z.B. wie technisch sinnvoll eine Lösungsmöglichkeit ist. Ihre Anwendung beeinflusst letztlich den wirtschaftlich-rechtlichen Rahmen.

c. Technische Lösungsmöglichkeiten

Es zeigt sich, dass unter den großen Anlagen zur Stromerzeugung ab 100 MW die konventionellen Großkraftwerke marktreif und in der Industrie verfügbar sind. Es handelt sich um Basistechnologien. Offshore-Windparks als regenerative Großerzeugungsvariante haben bisher die Markteinführung erreicht und gelten als Schlüsseltechnologie. Bei den Netzbetreibern sind z. B. die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) und die regelbaren Ortsnetzstationen für die Einhaltung der Spannungsbandwerte technisch verfügbare Lösungsmöglichkeiten und daher Basistechnologien. Direkt auf der Verteilnetzebene einspeisende Erzeuger verfügen meist über die Technologien Windkraft- und PV-Anlagen. Diese sind durch die Fördermechanismen des EEG zu Basistechnologien geworden. Die technischen Lösungsmöglichkeiten auf der Verbraucherstufe sind unterschiedlich einzuordnen. Während Elektrospeicherheizungen in großem Maße bereits als Basistechnologie angewendet – allerdings auch schon wieder zurückgebaut – werden, steht die Entwicklung der Verbrauchssteuerung erst am Anfang und ist daher als Schrittmachertechnologie zu bezeichnen.²

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Gesetzeskarte, 2013.

² Grundlage der Einteilung von Technologien in Schrittmacher-, Schlüssel- und Basistechnologien ist das S-Kurven-Konzept nach *Foster*. Der Ansatz klassifiziert Technologtypen nach Phasen. Schrittmacher-

Im Ergebnis sind auf allen Ebenen technische Optionen für das Erreichen der Energieziele vorhanden. Ihre Anwendung basiert auf gesonderten Anforderungen, die u.a. Kosten-, Sicherheits- und systemische Aspekte vereinen, hier aber aufgrund des gewählten Fokus der Arbeit nicht vertiefend untersucht werden.

d. Wirtschaftlich-rechtlicher Regulierungsrahmen

Hervorzuheben ist im wirtschaftlich-rechtlichen Regulierungsrahmen der Vorrang der Einspeisung erneuerbarer Erzeuger. Hierbei handelt es sich um den gesetzlich veranlassten vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien¹ und der vorrangigen Abnahme, Übertragung, Verteilung sowie Vergütung des Stroms durch die zuständigen Netzbetreiber.² Dieser ineinandergreifende Mechanismus mit Preis- und Mengengarantie sowie einer Kosten- und Erlöswälzung zugunsten der Anlagenbetreiber ist im Gesamtregulierungsrahmen – in Form des EEG – von entscheidender Bedeutung. Hinzu kommt der Erlass der Netznutzungsentgelte. Dadurch werden Investitionen wirtschaftlich attraktiv und Technologieeinführungen in den Markt beschleunigt.³ Die gesetzlich festgelegte Vergütung basiert auf den technologiespezifischen Kosten der Stromerzeugung. Das Ziel der Markteinführung ist, Lernkurven mit sich daraus ergebenden Technologieverbesserungen und Kostendegressionen in der Stromherstellung zu ermöglichen. Zusammengefasst ist in der aktuellen Ausgestaltung im hier dargelegten wirtschaftlich-rechtlichen Regulierungsrahmen der Vorrang der erneuerbaren Stromproduktion zusammen mit der garantierten Einspeisevergütung der systemprägende Anreiz.

Insgesamt lässt sich bei der wirtschaftlich-rechtlichen Ausgestaltung ein Ungleichgewicht erkennen. Während auf der Erzeugungsseite u.a. mit dem EEG und der KraftNAV und bei den Übertragungsnetzbetreibern mit der Offshore-Umlage und den Netzent-

technologien zeichnen sich durch ein hohes Wachstumspotenzial bei gleichzeitiger Unsicherheit aus. Schlüsseltechnologien erreichen die Marktreife und können von Unternehmen selbst weiterentwickelt werden. Ist die Technologie innerhalb der Industrie allgemein verfügbar, erfolgt der Übergang zur Basistechnologie; vgl. *Schumann, M.*, Innovationsmanagement, 2003, S. 40 ff.; mehr Grundsätzliches zu dem Konzept in *Foster* 1986, S. 271 ff.

¹ Gemäß § 11 Einspeisemanagement EEG gilt dieser Vorrang auch für Strom aus Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

² S. § 2 EEG.

³ Vgl. *Fulton, M. et al.*, feed-in tariff, 2011, S. 13ff.

wicklungsplänen ein ausgeprägter Regulierungsrahmen existiert, der zu Investitionen anreizt, sind für das Verteilnetz und die Verbraucher die wirtschaftlichen Anreize geringfügiger ausgestaltet.¹ Der Gesetzgeber konzentrierte sich bei seiner Anreizsetzung gemäß einer evolutionären Energiewende zunächst alleinig auf den Erzeugungsbereich. So sind neben dem zentralen EnWG das EEG, das KWK-G und das ATG Beispiele für die Regulierung auf dieser Wertschöpfungsstufe. Im Netzbereich stellt sich ein anderes Bild dar. Mittlerweile gibt es beim Übertragungsnetz eine Reihe von Gesetzen wie NABEG, EnLAG oder BBPIG. In Kombination mit den wirtschaftlichen Anreizen der ARegV und der Offshore-Umlage ergibt sich ein geregeltes Regulierungsumfeld. Für das Verteilnetz gilt dies nur eingeschränkt; hier gilt zwar die Anreizregulierung, aber ein ausgeprägtes Gesetzeswerk fehlt. Das Verhältnis der Investitionsaufwendungen zwischen ÜNB und VNB 2012 betrug 1:6 und rechtfertigt somit dieses Ungleichgewicht nicht.²

Die energiepolitische Perspektive zeigt den Fortbestand der zentralen Strukturen der Energieversorgung. Stellen die Ergebnisse die Grundlage der Bewertung dar, so sind Großkraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber bisher besser in den politischen Meinungsbildungsprozess integriert als kleinere dezentrale Firmenstrukturen. Dies dokumentiert die Anzahl der Gesetze und Verordnungen im jeweiligen Geltungsbereich.

Für die wirtschaftlichen Mechanismen in der Wertschöpfungskette ergibt sich ein differenziertes Bild. Die in der ARegV verankerte Erlösobergrenze ist der wirtschaftliche Mechanismus zur Finanzierung der Netzbetreiber und dient Effizienzanreizen, da die Einsparungen im Unternehmen verbleiben (siehe Punkt 6.3.1).

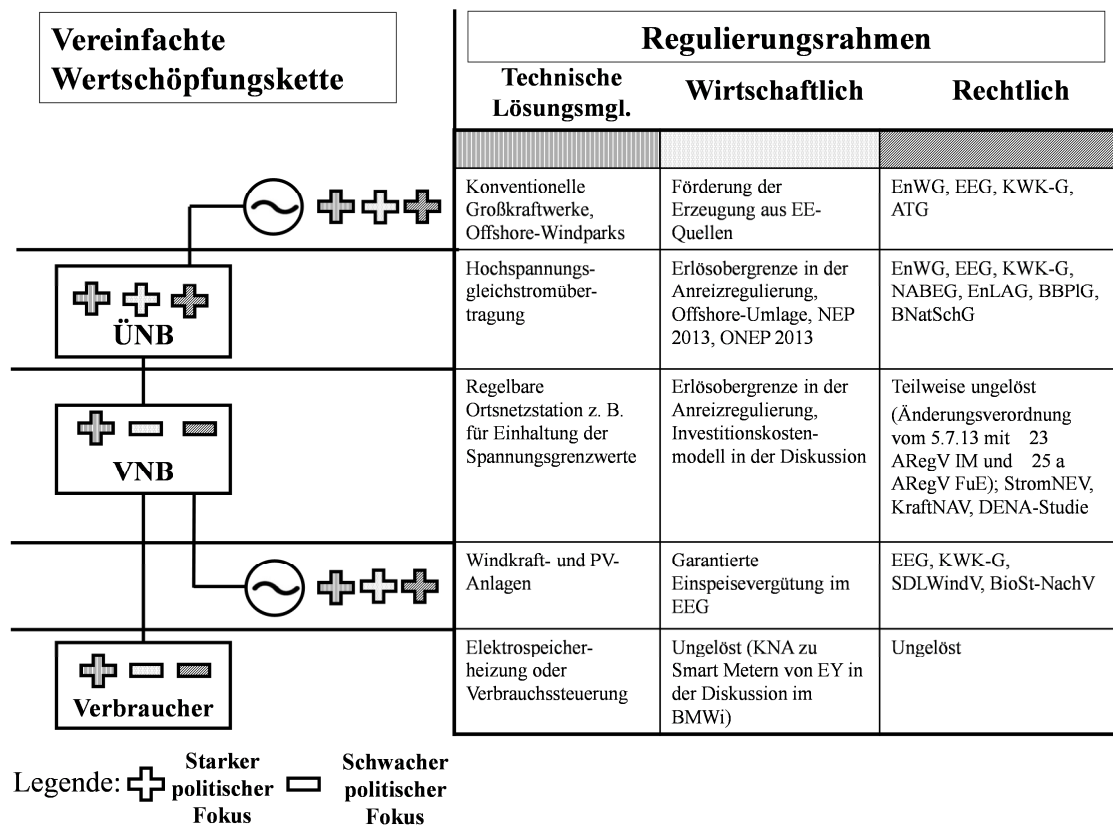
³ Freie Preisgestaltung findet sich an der EEX auf dem Großhandelsmarkt für produzierten Strom. Auf das EEG und die garantierte Einspeisevergütung wurde soeben eingegangen. Im Ergebnis ist die Elektrizitätsversorgung in ein differenziertes Regulierungsumfeld eingebettet (vgl. Abb. 46).

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Gesetzeskarte, 2013.

² Vgl. *Bundesnetzagentur*, Monitoringbericht, 2013, S. 16. Investitionen ÜNB 1.152 Mio. Euro und VNB 6.005 Mio. Euro.

³ In Norwegen wird die Erlösobergrenze zu 40 % von den individuellen Netzbetreiberkosten bestimmt. Die weiteren 60 % errechnen sich aus einem Kostenvergleich mit andern Netzbetreibern; vgl. *NordREG regulation*, 2012, S. 19.

Abbildung 46: Ausgestaltung im Regulierungsrahmen der Stromversorgung



Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt ist der politische Wille die treibende Kraft der Ausgestaltung der Regulierung. Hierdurch sind die Bereiche der politischen Aufmerksamkeit umfassender geregelt als Bereiche, die weniger in der öffentlichen Diskussion stehen. Die Ursache-Wirkung-Zusammenhänge der Energieversorgung führen zu der Notwendigkeit, die Regulierungsperspektive zu erweitern und die gesamte Wertschöpfungskette für eine optimale Festlegung des Regulierungssystems zu analysieren. Maßgeblich ist die Erkenntnis, dass die Entwicklung der Regulierung auf der Netzseite neben netzinternen Entwicklungen, wie z.B. verfügbare technische Lösungsmöglichkeiten oder Konzeptveränderungen, ebenso stark vom Regulierungsrahmen netzexterner Entwicklung in der Erzeugung und dem Verbrauch abhängt. Unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten zeigen die Ergebnisse der vorherigen Betrachtung einen evolutionär gewachsenen Entwicklungsstand. Die Energiewende ist entscheidend von Konstitutionen und der Aufmerksamkeit der beteiligten Institutionen geprägt.

7.3 Anreizkompatibilität im Regulierungsrahmen

Die nachfolgenden Abschnitte weisen auf überlagernde Anknüpfungspunkte der Anreizkompatibilität hin. Zu beachten ist, dass zwischen impliziten und expliziten Anreizen unterschieden werden kann. Implizite Anreize sind gesetzlich nicht definiert, die aber faktisch genau durch ihr fehlen ebenso eine Anreizwirkung entfalten. Explizite Anreize sind gesetzlich ausformulierte Anreize, die sicht- und messbar sind. Sie sind Grundlage der Analyse.

7.3.1 Zielkonflikt zwischen Energiewende und Anreizregulierung

Die Energiewende und die Anreizregulierung sind voneinander unabhängige Konzepte. Auf der einen Seite steht die Energiewende, welche die politischen Zielvorgaben für den Umbau der gesamten Stromversorgung für die Erzeuger, das Netz und die Verbraucher umfasst. Sie wurde 2010 mit dem Energiekonzept angestoßen. Auf der anderen Seite ist der Mechanismus der Anreizregulierung als Ergebnis nationaler Gesetzgebung im Bereich des Stromnetzes zu sehen, der eine effiziente Nutzung der Energienetze mit dem Schwerpunkt auf Kosteneffizienz als Ziel verfolgt.¹ Sie wurde 2007 gesetzlich verabschiedet und 2009 eingeführt. Im Ergebnis sind die beiden Konzepte zeitlich und inhaltlich nicht aufeinander abgestimmt.

Die Energiewende ist das politische Konzept, welches die Energieversorgung in Deutschland konkreten Zielvorgaben umrahmt und auf alle Bereiche einwirkt. Dagegen ist die Anreizregulierung ein Hybridkonzept zur wirtschaftlichen Regulierung des natürlichen Monopols und hat einen sehr konkreten Charakter und konkrete Zielvorgaben. Hinzu kommt der Unterschied in der zeitlichen Geltungsdauer. Die Energiewende setzt sich Ziele bis in Jahr 2050, während die Anreizregulierung in Fünf-Jahres-Perioden funktioniert. Als Resultat führt das zu einer zeitlichen Asymmetrie in der Steuerungslogik der beiden Konzepte. Aus diesen Punkten resultierend wirkt die Energiewende mittelbar auf die Anreizregulierung und die Anreizregulierung unmittelbar auf die Wertschöpfungsstufe Netz ein.

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Gesetzeskarte, 2013.*

Die entscheidenden Fragen sind: Lassen sich die Ziele der Energiewende mit den Wirkungen der derzeitigen Anreizregulierung vereinbaren? Ist die Anreizregulierung anreizkompatibel für die Implementierung der Energiewende oder konterkariert sie diese?

Die Erlösobergrenze ist in der derzeitigen Anreizregulierung der zentrale regulatorische Wirkungsmechanismus. Es ist davon auszugehen, dass die Erlösobergrenze einen geringeren Preis für die Netznutzung ermöglicht, als sich im freien Spiel der Kräfte zwischen Netzmonopolen und Netzkunden herausbilden würde.¹ Im Ergebnis eignet sich die Erlösobergrenze zur Optimierung der Funktionsfähigkeit und zur Kostensenkung des bestehenden Energiesystems sowie zur Wettbewerbssimulation. Nach der Liberalisierung und im Aufbruch der Monopolstrukturen war die Wirkungsweise der Erlösobergrenze angebracht. Sie ist allerdings nicht notwendig im Zusammenhang mit der Erreichung der Ziele der Energiewende. Eine Ursache liegt darin, dass der von der Energiewende hervorgerufene Umbau des Erzeugungsparks auch Um- und Ausbaumaßnahmen der Stromnetze erfordert. Der Zielkonflikt zwischen der Erlösobergrenze und der Energiewende ergibt sich aus dem Anpassungsbedarf der Stromnetze an die veränderte Erzeugungsstruktur, der unmittelbar Investitionen in Primär- und Sekundärtechnik notwendig macht. Der Anreiz zur Kosteneffizienz ist nicht kompatibel mit der Investitionsbewältigung. Benötigt werden neben den Anreizen zur Kostensenkung Anreize für Investitionen bzw. ein Gleichgewicht der Anreize. Insbesondere bedingen Entwicklungen auf den Wertschöpfungsstufen außerhalb des Netzbereiches diesen Ausgleich. Die Zeitsensitivität der Prozesse drängt die Schlussfolgerung auf, dass der Erzeugungsumbau und der Netzbau und -ausbau zeitlich zu synchronisieren sind. Für eine solche Aufgabe sind abgestimmte Anreize und zeitlich abgestimmte Steuerungslogiken unabdingbar. Hier greift die Veränderung der EOG-Formel in der ARegV aus dem Jahr 2016 ein. Sie verbindet nunmehr die Effizienz- mit Investitionsanreizen aus dem Energiekonzept und aus dem praktischen Regulierungserfordernis.

In Bezug auf die Netzinnovationen gibt es einen weiteren Bereich, der bisher in der Erlösobergrenzenformel nicht berücksichtigt wird. Eine Anerkennung von innovationstypischen First-of-its-kind-Kosten, die 15-20 % über später realisierbaren Kosten liegen

¹ Vgl. *Jamison, M. A.*, Revenue Cap, 2007, S. 5f.

können, findet bisher nicht statt. Das ist insofern problematisch, da Netzinnovationen Netzausbau reduzieren kann. Als Beispiel sei hier die Steuerung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen genannt.

Auf letzteres Problem wurde am 05.07.2013 im Entschließungsantrag 447-3-13 des Bundesrates „Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts“ neben weiteren Detailänderungen reagiert und eine Anerkennung der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze § 25a ARegV genehmigt. Durch die mitunter kurze buchhalterische Abschreibungsdauer kann es zu Investitionen in der IKT kommen, die nicht in der Kostenbasis Berücksichtigung finden oder erst mit erheblichem Zeitverzug in die nächste Regulierungsperiode gewälzt werden können. Die Konstellation der einerseits fehlenden Investitionsanreize und der andererseits positiven Resultate einer Einführung dieser Technologie führen zu einer Investitionsverzögerung. Eine nicht vorhandene Kostenanerkennung stellt die Geschäftsführung privatwirtschaftlich organisierter Netzbetreiber vor die Wahl, durch die Investitionen das Betriebsergebnis zu mindern oder bei Investitionsverzögerung auf eine regulatorische Anpassung zu setzen. Somit ist in diesem Fall keine Anreizkompatibilität zwischen der ARegV und den Netzinnovationen durch Investitionen in IKT gegeben.

Ein Faktor in der EOG, der dazu beiträgt, den Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und Investitionsanreiz abzumildern, ist das Qualitätselement (siehe Punkt 6.3.2). Dahinter steht der Gedanke, Kostensenkungen nicht durch Qualitätseinbußen zu erreichen. Aus Sicht des Regulators wägt der Netzbetreiber zwischen den Kosten einer Versorgungsunterbrechung und den Investitionen zum Erreichen der gewünschten Versorgungsqualität ab. Aus Netzbetreibersicht ergibt sich dabei ein Spielraum. Es kann zu einer Option kommen, die Qualitätsverschlechterung bei einer weiter in hohem Maße verbleibenden Gesamtversorgungsqualität in Kauf zu nehmen, um die Investitionen beispielsweise ins Basisjahr zu verlegen.

Im Ergebnis vereint die EOG unterschiedlichste Anreize für die Netzbetreiber und adressiert Effizienz- und Investitionspotenziale gleichermaßen. Diese entsprechen allerdings nicht zwingend den Erfordernissen der Energiewende und stellen keine vollständige Anreizkompatibilität her.

7.3.2 Auswirkungen der Unbundling-Vorschriften

Vertikal integrierte Unternehmen waren in der Lage, durch das Zusammenführen von Erzeugung, Transport und Vertrieb den Wettbewerb zu unterbinden. Dies kann durch Preisverzerrungen infolge von Kostenverlagerungen oder ungerechtfertigt hohe Netzentgelte erfolgen.¹ Um eine funktionierende Wettbewerbssituation zu erreichen, muss diese Marktmacht abgebaut werden.² Ein Instrument dafür ist die vertikale Entflechtung und somit Trennung und Unabhängigkeit des Stromnetzes von den anderen Unternehmensteilen.³ Der Wettbewerb im Strommarkt ist folglich mit einem diskriminierungsfreien netzseitigen Zugang zu realisieren.⁴

Die Vorschriften über die Entflechtung der Netzbetreiber sind in den §§ 6 bis 10 EnWG geregelt. Grundsätzlich müssen Netzbetreiber gemäß § 6a EnWG und § 6b EnWG eine informatorische und buchhalterische Trennung von den anderen Wertschöpfungsstufen vornehmen. Nach § 6a Abs. 1 EnWG haben u.a. auch Netzbetreiber sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzbetreiber Kenntnis erlangen, gewahrt wird. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber vor allem Informationen über Dritte, die er nur aufgrund seiner Rolle als Netzbetreiber erhalten hat, nicht anderen offenbaren darf. Das betrifft hier vor allem Kundendaten. Zur rechtlichen und operationellen Entflechtung gemäß § 7 EnWG bzw. § 7a EnWG sind nur Netzbetreiber zur Umsetzung verpflichtet, die mehr als 100.000 Kunden an ihr Netz angeschlossen haben. Das schließt auch das Kommunikationsverhalten und die Markenpolitik des VNB ein, die eine Verwechslung mit den Vertriebsaktivitäten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens verbietet.⁵ Im Ergebnis werden die Geschäftsbereiche eines Energieversorgungsunternehmens in eigenständigen Rechtsformen organisiert und eine unabhängige materielle, personelle, technische und finanzielle Handlungsfähigkeit hergestellt. Eine gemeinschaftliche Leitung rechtlich abgegrenzter Bereiche ist nicht möglich. Der Informati-

¹ Vgl. *Brunekreeft, G. et al.*, Ex-ante-Regulierung, 2001, S. 8.

² Vgl. *Haucap, J.*, Trennung, 2008, S. 15.

³ Vgl. *Haucap, J.*, Trennung, 2008, S. 16.

⁴ S. § 20 Abs. 1 EnWG.

⁵ S. § 7a Abs. 6 EnWG.

onsaustausch wirtschaftlich sensibler Informationen wird erschwert und die Markteintrittsbarriere für andere Erzeuger und Vertriebe abgesenkt.

Ein weiterer Anknüpfungspunkt für Entflechtung sind die eigentumsrechtlichen Verhältnisse der Energieversorgungsunternehmen. Die umfassendste Variante ist die eigentumsrechtliche volle Entflechtung von Unternehmensteilen. Der Netzbetrieb wird dabei aus dem bisherigen Unternehmensverbund ausgegliedert und an Dritte veräußert. Das natürliche Monopol wird nicht verändert, aber das Diskriminierungspotenzial verringert. Den Netzbetreibern wurde an dieser Stelle ein Wahlrecht eingeräumt. So können sie nach § 9 EnWG der Entflechtung im Sinne eines Independent System Operator oder nach § 10 EnWG als Independent Transmission Operator nachkommen.

Die ökonomischen Auswirkungen des Unbundling sind vielseitig. Dem erhöhten Wettbewerb stehen verlorene Verbundvorteile aus vertikal integrierter Wertschöpfung gegenüber. Der Koordinationsaufwand in einem erzeugungsunabhängigen Stromnetz steigt und die Transaktionskosten im Sinne von Such- und Informationskosten erhöhen sich. Insbesondere die Anreize zur Standortwahl der Erzeugungsanlagen führen bei entgegengesetzten Zielen der Erzeuger aus Ertragsoptimierung und der Netzbetreiber aus Systemoptimierung zu Verzerrungen. Hierzu führten Büdenbender et al. bereits 2008 aus:

Bei einer freien Wahl der Vertragspartner und der Vertragsmodalitäten würden sich die Parteien im Sinne des Coase-Theorems auf den effizienten Standort einigen, indem Kompensationszahlungen geleistet werden. Das [...] Problem liegt jedoch einerseits in der bestehenden Anschlusspflicht und andererseits in der Aufteilung der Netzinvestitionskosten. Werden diese auf alle Netznutzungsentgelte pauschal umgelegt, so bestehen keine Anreize für den Kraftwerksbetreiber, einen gesamtwirtschaftlich optimalen Standort zu wählen. [...] ¹

Weiterhin sind Entwicklungen auf der Betriebsmittelseite schwieriger zu beurteilen. So gelangen energiewendebedingte, mögliche neue Netzbetriebsmittel, wie z. B. Ladesäulen für Elektrofahrzeuge oder stationäre Batteriespeicher, in den Bereich der Stromnetzregulierung und weiten faktisch das natürliche Monopol aus. Dies führt zu der Frage nach der Sicherung der Investitionsrente. Durch das Ausscheiden der Netzbetreiber aus dem Unternehmensverbund wird das Risiko der versunkenen Kosten bei Netzbetriebs-

¹ Steger, U. et al., Netze, 2008, S. 65.

mitteln alleinig auf die Netzbetreiber umgewälzt. Zusammengenommen besteht die Gefahr einer Unterinvestition oder einer Nichtumsetzung notwendiger Netzveränderungen. Im Hinblick auf den Nutzen des Unbundling kann der gestiegene Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen genannt werden. Durch das Aufbrechen der vertikal integrierten Versorgerstrukturen beachten die Marktakteure ihr Eigeninteresse.¹

7.3.3 Technologieeinführung intelligenter Messsysteme

Die aufgezeigten Auswirkungen der Energiewende (siehe Kap. 5) führen zu einem Bedarf, Stromerzeuger, Verbraucher und Speichermöglichkeiten energieinformativ miteinander zu vernetzen. Die im Verteilnetz bestehende Zähl- und Messinfrastruktur kommt unter den neuen Anforderungen an ihre Grenzen. Daher spielen Forschung und Entwicklung im Themenfeld „intelligente Messsysteme“ bzw. „Smart Meter“ eine wichtige Rolle. Der Begriff intelligentes Messsystem (iMsys) ist nicht einheitlich definiert und dient als übergreifendes Schlagwort. Dahinter verbirgt sich eine moderne Messeinrichtung (moMe), die an ein Smart Meter Gateway (SMGw) angeschlossen ist. Diese Kombination aus elektronischer Messeinrichtung und Kommunikationseinheit ermöglicht die standardisierte Kommunikation der Energiedaten, die den Anforderungen eines durch das Bundesamt für Sicherheitstechnik erstellten Schutzprofils genügen müssen. Der Bereich des Messens der Energiedaten, z. B. den Energieverbrauch, ist abzutrennen vom Bereich der Steuerung der einzelnen Komponenten. Eine intelligente Steuerung von z. B. dem Stromverbrauch oder der Einhaltung einer definierten Verbrauchslast benötigt Steuerungstechnik, die in iMsys oder SMGw nicht eingebaut wird. Hinzu kommen die Marktsignale und Anreize zur Steuerung, die nicht im Fokus der hier durchgeführten Betrachtung stehen. Das überlagernde Ziel der Vernetzung der Akteure ist der energie- und klimapolitische Nutzen der Integration der fluktuierenden EE-Erzeugung.

Im Ergebnis erscheint für den Energiemarkt der zentrale Vorteil in der Einführung von IKT (Informations- und Kommunikationstechnologien) zu liegen. Durch eine verbesserte Datenerfassung des elektrischen Energieverbrauchs und die viertelstundenscharfe

¹ Vgl. Erdmann, G., Liberalisierung, 2008, S. 197f.

Fernauslesung sind Anwendungen wie z. B. eine Stromverbrauchsvisualisierung möglich. Hinzu kommt die Möglichkeit für Vertriebe, etwa mittels monetärer Anreize in Form von variablen Tarifen für Endkunden eine Lastverlagerung erarbeiten zu können. Ebenso werden Angebote für Energiedienstleistungen durch eine verbesserte Prognose möglich. Dies betrifft beispielsweise die Frage von Erzeugungsüberschüssen, denen unter Inanspruchnahme der Daten intelligenter Messsysteme eine Verbrauchsverlagerung entgegengebracht werden kann. Chancen für Akteure entstehen durch die Markteinführung der Messsysteme und neue Aufgaben im Messwesen. Die Vorteile sind eine bessere Informationslage von Erzeugung und Verbrauch sowie Personaleinsparungen aufgrund automatisierter Ableseprozesse. Nachteile können durch die größeren Sicherheitsaufwendungen für das Kommunikationsnetz zur Datenübertragung entstehen.

a. Derzeitige Regelungen im EnWG

Netzbetreiber, die gemäß § 21b EnWG Messstellenbetreiber und Messdienstleister sind, haben heute bereits diese iMsys im Einsatz. Bisher sieht die gesetzliche Grundlage für Großkunden mit einem Energieverbrauch ab 100.000 kWh eine registrierte Leistungsmessung vor, um über die Auswertung der Daten Verbrauchsmuster zu erkennen und zu optimieren. Weiterhin ist im aktuell gültigen Rechtsrahmen in § 21c Abs. 1 EnWG eine Verpflichtung zur Installation sogenannter intelligenter Messsysteme an Zählpunkten mit einem Verbrauch > 6.000 kWh/a definiert. Voraussetzung ist die technische Verfügbarkeit der Anlagen, was eine technische als auch datenschutzrechtliche Arbeitsfähigkeit der Messanlagen bedeutet. Die Ausrüstung der betroffenen Zählpunkte im Netzgebiet ist grundsätzlich von den Folgeverordnungen gem. § 21i EnWG abhängig, mit denen der Gesetzgeber zum einen die technische Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen festlegt und zum anderen den Finanzierungsmechanismus und die genaue Ausgestaltung des Rollouts von intelligenten Messsystemen regeln wird.

b. Gesetzesentwurf Messstellenbetriebsgesetz mit Einführung einer Preisobergrenze

Die gesetzliche Grundlage für diese Einführung bildet der Gesetzentwurf zur Digitalisierung der Energiewende. Aufbauend auf einer ersten Kosten-Nutzen-Analyse und dem Eckpunktepapier „Verordnungspaket Intelligente Netze“ vom 09.02.2015 hat das

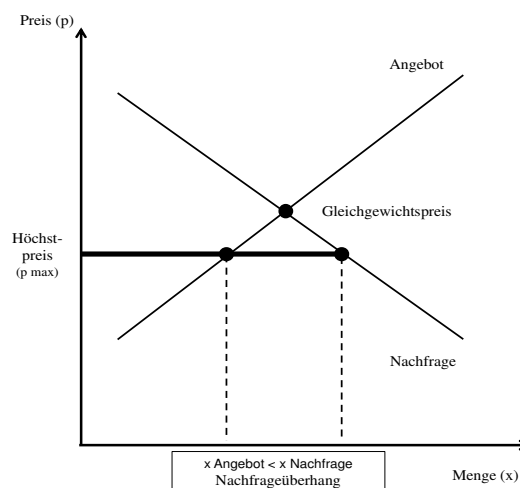
BMWi am 04.11.2015 die Rahmenbedingungen für einen Rollout vorgelegt. Im Ergebnis sieht der Gesetzgeber einen stufenweisen Rollout vor.¹ Die in diesem Gesetzentwurf stehenden Themen, die im Prozess der Anreizkompatibilität und in wirtschaftlicher Hinsicht eine hervorgehobene Rolle spielen, sind:

- Veränderung der Markttrollen mit neuen Funktionen und Verantwortlichkeiten
- Markteinführung neuer Technologien mit einer Preisobergrenze
- Liberalisierung im Messmarkt und in diesem Zusammenhang die Themen, Entflechtung, Quersubventionierung von wettbewerblichen Bereichen durch den Netzbetreiber und regulatorische Risiken der Kostenanerkennung.

Nachfolgend soll nun die Preisobergrenze (POG) als Regulierungssystem betrachtet und die Auswirkungen auf die Markteinführung beschrieben werden.

Für die Technologieeinführung der iMsys, in der Marktpreise für Geräte und Prozesse noch nicht existieren, stellt sich die Frage der wirtschaftlichen Anreize für einen schnellen Rollout durch die POG. Aus ökonomischer Sicht ist die POG ein Höchstpreis, der i.d.R. das Angebot begrenzt und zu einem Nachfrageüberhang führt. Grundlegende Annahme dafür ist, dass der Höchstpreis unterhalb des Gleichgewichtspreises von Angebot und Nachfrage liegt (vgl. Abb. 47)

Abbildung 47: Preisobergrenze als Höchstpreis



Quelle: eigene Darstellung

¹ S. § 29ff. MsbG-E.

Für den Fall des Rollout kommt eine weitere Besonderheit hinzu. Es gelten verschiedene POG, die auf unterschiedliche Verbrauchergruppen zurückgeführt werden, aber es handelt sich im Grunde um identische Produkte. Hierbei ist die Lenkungsfunktion des Regulierers durch den Markteingriff erkennbar. Die Preisobergrenzen sind politisch gesetzte Preise, die ohne das Zusammenkommen von Angebot und Nachfrage zustande kommen. Nachfolgend ist das Rolloutszenario nach dem MsbG-E aufgeführt.

Tabelle 14: Rolloutszenario nach dem Messstellenbetriebsgesetzentwurf

Letztverbraucher kWh/a*	Rollout Start	Rollout-Zeitraum	POG	Pflicht
> 100.000	2017	16	keine**	x
50.000-100.000	2017	8	200	x
20.000-50.000	2017	8	170	x
10.000-20.000	2017	8	130	x
6.000-10.000	2020	8	100	x
4.000-6.000	2020		60	optional
3.000-4.000	2020		40	optional
2.000-3.000	2020		30	optional
< 2.000	2020		23	optional
§ 14 a EnWG***	2017		100	x

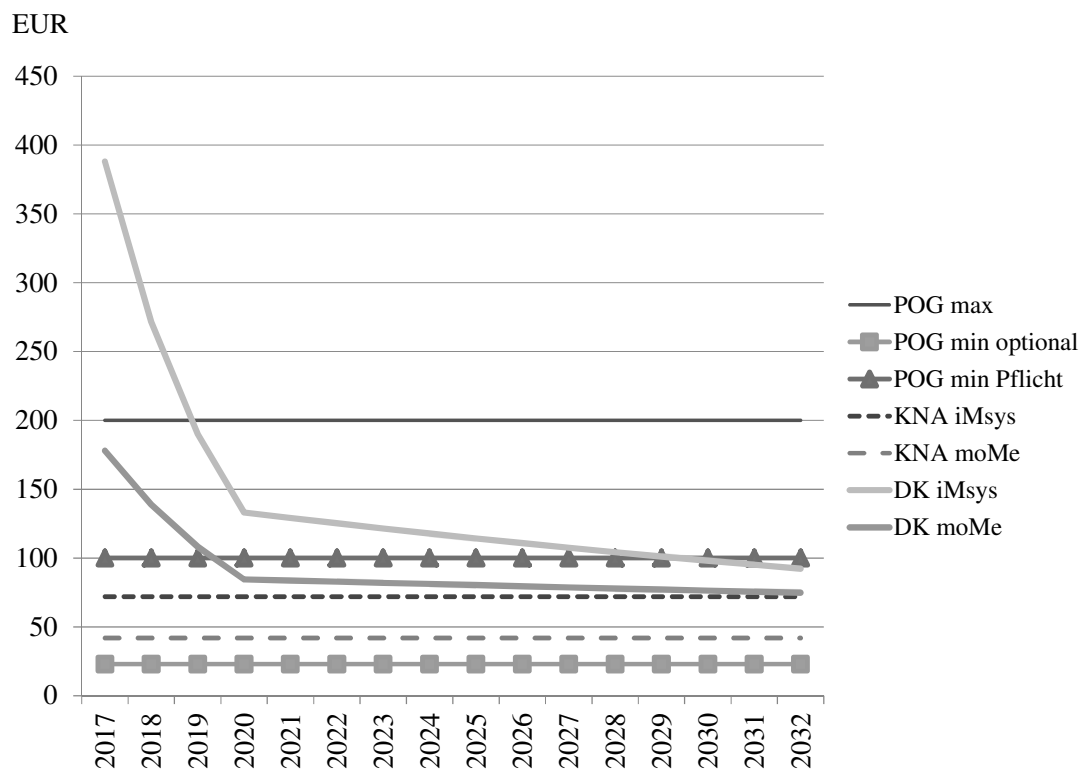
EEG-/KWK-G Anlagen in kW	Rollout Start	Rollout-Zeitraum	POG	Pflicht
> 100	2017	8	keine**	x
30-100	2017	8	200	x
15-30	2017	8	130	x
7-15	2017	8	100	x

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an §§ 29ff. MsbG-E

In der Konsequenz sind die Rolloutsegmente für die Betreiber wirtschaftlich unterschiedlich attraktiv. Weitere Unsicherheit entsteht durch den ungewissen Anpassungsprozess der POG. Ein Automatismus in Form einer Formel – vergleichbar zur EOG-Formel – wäre hier hilfreich, um die nicht marktkonforme politische Eingriffsmöglichkeit in den Marktpreis der Messdienstleistungen schon im Vorfeld einzugrenzen. Hinsichtlich der Geschwindigkeit des Rollout spielt die Höhe der POG eine entscheidende Rolle. Angenommen die Kosten für den Rollout liegen bei der Markteinführung über der POG, wäre es ein wirtschaftlich rationales Kalkül in dieser Situation, sich auf die Pflichteinbaufälle zu beschränken und weitere Kostendegressionen zu antizipieren. Im

Ergebnis und ebenso unter Bezugnahme auf die Ausführungen aus Abschnitt 6.2.2 eignet sich die POG für eine konstante Systemumwelt, für eine Technologieeinführung jedoch nicht. Aus Regulierungssicht wird ein Kostendeckel implementiert, der ein Ausufern der Kosten vermeidet und die Verbraucher vor ungerechtfertigt hohen Kosten schützt. Dies deckt sich mit dem energiepolitischen Ziel der Wirtschaftlichkeit. Gleichzeitig steckt für Produzenten und Betreiber der performancebasierte Regulierungsansatz dahinter, die Geräte und Prozesse kosteneffizient zu gestalten, um einen möglichst hohen Deckungsbeitrag erwirtschaften zu können. Das Ziel eines schnellen Rollout ist gleichwohl durch das zusammengekommenes Maß an Unsicherheit gefährdet. Die auf der nächsten Seite folgende Abbildung 48 zeigt die Herausforderung, schnellstmöglich die Kostendegression unter die POG zu bringen.

Abbildung 48: Preisobergrenze und Kostenverläufe iMsys und moMe



Quelle: eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Einführung von moMe und iMsys ein zu überwindender Engpass ist, das Fourth-Level-Play – mit dem Ziel, den Verbrauch zu flexibilisieren und die Nachfrageelastizität zu erhöhen – zu entfalten. Insofern haben

Investitionen in IKT einen Upfront-Charakter; ihre gesamtwirtschaftliche Auswirkung ist nicht exakt vorhersehbar.

7.3.4 Regulatorischer Rahmen für Stromspeicher

In den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind Stromspeicher nicht definiert und ihre Anwendung ist im Netzbereich regulatorisch nicht anerkannt. Der deutsche Energiegesetzesrahmen enthält kein Energiespeichergesetz. Vielmehr sind die für die Speicher relevanten Regelungen in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen zu finden. Aufgrund des historischen Versorgungsparadigmas im Stromsektor spielte das Thema der Energiespeicherung bisher in der Gasversorgung eine größere Rolle. Die Saisonalität im Gasverbrauch und die gute Speicherfähigkeit des Rohstoffes sind Gründe dafür. Dementsprechend finden sich für die Gasspeicherung eine Vielzahl an Gesetzen und Verordnungen wie z. B. das Bundesberggesetz, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, die Gassicherungsverordnung oder die Gasnetzzugangsverordnung. Im Strombereich gibt es aktuell keine derartige Regelungsdichte.¹ Das Thema der Stromspeicherung gewinnt erst im Zusammenhang mit der Energiewende an Bedeutung. Dabei findet zumeist die Bezeichnung Stromspeicher oder Speicher Anwendung, jedoch ohne eine gesetzliche Definition dieser Begriffe. Die bisherigen Regelungen konzentrieren sich auf die Behandlung der Finanzflüsse, die durch die Stromspeicherung hervorgerufen werden, z. B. im Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Eine offene Teilfrage ist die Einstufung der Speicherung elektrischer Energie und die Rolle im Markt- und Netzbereich. Neben der Frage des Status von Speichern als Netzbetriebsmittel, Letztverbraucher oder Einspeiser ist die Aufgabe der Speicher zu definieren. Hier fehlt es derzeit an einer gesetzlichen Vorgabe, was dazu führt, dass EES als dezentrale Erzeuger bei der Einspeisung ins Netz und als Letztverbraucher bei der Aufnahme von Strom betrachtet werden. Infolgedessen ist die EES nicht von den Strompreiskomponenten befreit und die Anwendung durch die Kostenbelastungen wirtschaftlich weniger angereizt.

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Gesetzeskarte, 2013.

Ein Anwendungsbeispiel ist die Umwandlung elektrischer Energie in gespeicherte chemische Energie in der Lithium-Ionen Batterie. Sie wird derzeit als Letztverbrauch eingestuft. In der Folge ist die Batterie bei der Wiedereinspeisung aus rechtlicher Sicht ein dezentraler Erzeuger mit den daran geknüpften Folgen für die wirtschaftliche Betreuung der Anlage. Durch diesen Status ist eine Befreiung von den gesetzlichen Umlagen nicht möglich, lediglich die Befreiung von den Kosten der Netznutzung.¹ Das liegt daran, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 4. August 2026 in Betrieb gehen, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind. Laut § 118 Abs. 6 EnWG in Verbindung mit § 15 Abs. 1 StromNEV betrifft diese Einschränkung nur Energie, die zeitlich versetzt in dasselbe Netz zurückgespeist wurde. Eigenverbrauch, Verluste und sonstiger Verbrauch sind nicht freigestellt.

Problematisch ist ebenso auf der Erlösseite die Zuordnung der Vergütungen zwischen Netz- und Anlagenbetreibern. Die Einnahmen aus dem Batteriebetrieb verbunden mit der Einspeisung von Strom verbleiben beim Anlagenbetreiber. Aufgrund der Befreiung von den Netzentgelten wird eine Bezahlung nach EEG-Einspeisevergütung gemäß § 60 Abs. 3 EEG nicht gewährt. Hier wird Doppelförderung vermieden. Die Kosten für etwaige Netzerweiterungen und teilweise für den Netzanschluss verbleiben beim Netzbetreiber. Die Einstufung als Letztverbraucher bei der Aufnahme von elektrischer Energie führt wiederum zu dem Umstand, dass die EEG-Umlage auf den letztverbraucherbezogenen Strom gezahlt werden muss. Dahinter steht das Ziel, den Letztverbraucher an der Zahlung der EEG-Umlage zu beteiligen.² Die gesetzliche Definition des Letztverbrauchers im EnWG und im EEG sieht in ihm eine natürliche oder juristische Person, die Energie für den eigenen Verbrauch kauft und verbraucht.³ Letztlich handelt es sich bei EES um eine Zwischenspeicherung. Eine bloße Subsumierung der EES als Letztverbraucher ist nicht sachgerecht. Daher hat der Gesetzgeber ein

¹ Die im Strompreis auf Haushaltsebene vorhandenen Umlagen sind: KWK-Umlage, abschaltbare Lasten, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, Stromsteuer und Mehrwertsteuer; vgl. *Gerhard S., et al.*, 2014, S. 5.

² S. § 60 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014.

³ S. § 3 Nr. 25 EnWG i.V.m. § 5 Nr. 24 EEG 2014.

Stromspeicherprivileg bei der EEG-Umlage eingeführt. Nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 entfällt für Strom, der zwischengespeichert wird, die EEG-Umlage. Voraussetzung ist die ausschließliche Wiedereinspeisung in das Netz. In der Folge ist der EES als Zwischenspeicher für die öffentliche Versorgung von der EEG-Umlage befreit. Für weitere Betriebsstrategien, die bspw. eine Teilwiedereinspeisung oder einen Eigenverbrauch beinhalten, gilt dieses Privileg nicht.

Im Ergebnis ist der Einsatz der Stromspeicher im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen und für die Flexibilisierung der Verbrauchsseite ein geeignetes technisches Instrument. Daher ist der Einsatz energiepolitisch und energietechnisch durchaus sachgerecht (siehe Abschnitte 1.1 und 5.4). Die derzeitige Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für Stromspeicher ist bisher nicht an entstandene Erfordernisse angepasst. Aufgrund der steigenden Relevanz der Speicherthematik ist im Strommarktgesetz mit einer Weiterentwicklung zu rechnen.

7.4 Sachverhalte zur Anreizkompatibilität innerhalb der Wertschöpfungskette

7.4.1 Privilegierter Netzanschluss von EEG- und KWK-Anlagen

Wie in Abschnitt 5.2 aufgezeigt, wächst die absolute Erzeugungsanlagenzahl aus erneuerbaren Energieträgern und verändert den Netzbetrieb. Grundlage dafür ist erstens die Anschlusspflicht dieser Anlagen nach § 8 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 Abs. 1 KWK-G verbunden mit dem Privileg zum vorrangigen Anschluss und zweitens die vorrangige Abnahme elektrischer Energie dieser Anlagentypen nach § 11 EEG 2014. Zusätzlich hat der Gesetzgeber einen weiteren Anreiz für diese Anlagenbetreiber gesetzt. Zwar müssen die Kosten für den Anschluss unter dem derzeitigen Regulierungsregime vom Anlagenbetreiber getragen werden.¹ Etwaige Netzanpassungen oder Netzertüchtigungen, die aus der Einspeisung der Anlage resultieren, werden aber vom Netzbetreiber finanziert und entsprechend über Netzentgelte sozialisiert.² Bei Erzeugungsanlagenanschluss in den unteren Spannungsebenen gilt dies auch für die daraus folgenden Netzanpassungen in

¹ Vgl. *Umweltbundesamt*, KWK-Ausbau, 2014, S. 129.

² S. § 12 und 16 EEG 2014; § 4 Abs. 1 KWK-G.

höher gelagerten Spannungsebenen. Konkret bedeutet das, dass in Netzgebieten mit Energieüberschuss beispielsweise eine Erweiterung in einem Umspannwerk zum Abtransport der überschüssigen Energie vom Verteil- oder ggf. vom Übertragungsnetzbetreiber zu tragen ist.¹ Als Gegenmaßnahme hat der Netzbetreiber die unternehmerische Wahl, einen Baukostenzuschuss vom Anlagenbetreiber zu erheben. Dieser wird über verringerte Netzentgelte aufgelöst und an die Netznutzer weitergegeben.

In Bezug auf die Anreizkompatibilität bedeutet dies, dass Anlagenbetreiber Kostenursachen in den Netzebenen nicht beachten. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlageninvestition wird somit nicht von der Netzsituation beeinträchtigt. Gleichwohl ist eine Erlösgenerierung ohne den netzgebundenen Stromtransport und die damit verbundenen Systemdienstleistungen faktisch nicht möglich. Für den Netzbetreiber ergibt sich ein anderes Bild. Zwar geht die absolute Anzahl der Erzeugungsanlagen als Strukturparameter in den Effizienzvergleich nach § 13 Abs. 3 ARegV ein und ist in der EOG enthalten. Indes erlaubt der gesetzliche Rahmen aber keinen Spielraum für eine strategische Einflussnahme auf den Anlagenstandort. Der Anlagenbetreiber kann frei über seinen Standort entscheiden und einen schnellen Netzanschluss einfordern. Durch die Betriebsabläufe und operative Restriktionen kann es zu einem verspäteten Netzanschluss kommen. Für diese Fälle gelten Ausfallregelungen für den Anlagenbetreiber. VNB und ÜNB muss den Netzanschluss im Folgenden realisieren, daran anschließende Folgeinvestitionen prüfen und diese der Bundesnetzagentur vorlegen. Die Auswirkungen auf die EOG sind ungewiss und es kommt zu einer Risikoverlagerung in dessen Richtung. Durch den Vorrang von § 10 ARegV vor § 23 ARegV, der die Investitionsmaßnahmen regelt, und aufgrund der statistischen Parameter der Kalkulation entsteht eine unsachgerechte Unsicherheit über die Investitionsrückflüsse auf Seiten der ÜNB. Insofern ist der Netzanschluss nicht anreizkompatibel zwischen Erzeuger und Netzbetreiber geregelt. Kurzfristig ist diese Konstellation ein Anschlusshemmnis für den Netzbetreiber. Langfristig könnte sie durch Anschlussverzögerungen zum Investitionshemmnis für Anlagenbetreiber werden oder durch überhöhte Kompensationszahlungen die öffentliche Akzeptanz dieser Investitionen vermindern.

¹ S. § 12 Abs. 1 EEG 2014.

Tabelle 15: Anreizkompatibilität bei Netzanschluss

Privilegierter Netzanschluss von EEG- und KWK-G-Anlagen		
Akteure	EEG-Erzeuger	Netzbetreiber
Gesetzliche Regelung	§ 8 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 Abs. 1 KWK-G	§ 8 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 Abs. 1 KWK-G; § 10 ARegV vor § 23 ARegV
Ziele der Regelung	vorrangiger und schnellstmöglicher Anschluss für EE- und KWK-Anlagen; Anschlusskosten beim Anlagenbetreiber	vorrangiger und schnellstmöglicher Anschluss für EE- und KWK-Anlagen; Versuch der Anerkennung der Veränderung der Versorgungsaufgabe in der EOG; Wahl des Baukostenzuschusses
Folge	Netzunabhängige Standortwahl und Investitionsrealisierung	Unsicherheiten bei Kostenanerkennung führen zu Rendite- und Liquiditätsrisiko
➔ Der Regulierungsrahmen stellt die Anreizkompatibilität durch verschiedene Maßnahmen und Regelungen in dieser Sachfrage nur unzureichend her.		

Quelle: eigene Darstellung

7.4.2 Abschaltung von EEG- und KWK-Anlagen

Eine weitere Fragestellung der Rahmenbedingungen für Erzeuger und Netzbetreiber beim Ausbau der erneuerbaren Energien betrifft die Abschaltung erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Beide Interessengruppen profitieren von der Energiewende im Allgemeinen: die Erzeuger, indem sie ihre Anlagenzahl erhöhen und mit dem Einspeisevorrang gem. § 11 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 Abs. 1 KWK-G privilegiert werden. Ebenso die Netzbetreiber, da sie ihr Anlagevermögen vergrößern und daher wertorientiert wachsen können. Bisher gibt es allerdings keinen Anreiz für die Erzeuger, ihre Anlagen lastnah aufzustellen. Daher gewinnt bei Netzengpässen und zur Wahrung der Netzstabilität die Frage nach der Abschaltung von Erzeugungsanlagen und ihre finanzielle Kompensation für Erzeuger und die Berücksichtigung der Kosten im Regulierungsrahmen für die Netzbetreiber an Bedeutung.¹ Für die Netzbetreiber ist die Abschaltung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen eine Möglichkeit, Störungen des stabilen Netzbetriebes zu vermeiden.² Diese Abschaltung darf den grundsätzlichen Einspeisevorrang nicht ver-

¹ Vgl. Harms, H., et al., Technologien, 2014, S. 72ff.

² Vgl. Hinz, F. et al., Netznutzungsentgelte, 2014, S. 13f.

hindern, ist in Ausnahmefällen nach § 13 Abs. 2 und 2a EnWG aber gesetzlich gestattet. Einschränkend gilt die Prämisse, dass vorrangig zu ergreifende Maßnahmen bereits ausgereizt sind. Die Rangfolge der netztechnischen und marktbasierten Maßnahmen sowie die Ermittlung der Entschädigungszahlungen und deren Berücksichtigung in den Netzentgelten gibt der Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement vor.¹

Dieser Leitfaden ist aus ökonomischer Sicht eine wichtige Grundlage für das Mengenrisiko von Erzeugern und Netzbetreibern. Erzeuger handeln mit ihrer Investitionsentscheidung unabhängig von Netzeigenschaften und der Geschwindigkeit des Netzausbaus. Die damit einhergehenden Risiken werden faktisch sozialisiert. Für die Netzbetreiber ergibt sich eine Abwägungssituation zwischen einer Berücksichtigung der Netzausbaukosten oder einer möglichen Nichtberücksichtigung der Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten.

Die konkreten Vorgaben des Einspeisemanagements lassen sich in drei Bereiche unterteilen. Zunächst werden die für die Systemsicherheit erforderlichen Maßnahmen in eine verbindliche Nutzungsrangfolge gebracht. Im zweiten Bereich werden technologisch scharf Methoden zur Berechnung der Ausfallarbeit erläutert. Der dritte Abschnitt beschreibt die Voraussetzungen und Nachweispflichten für die Netzbetreiber. Für die Erzeuger ist das finanzielle Risiko aus einer Abschaltung minimiert. Ihnen wird gem. § 19 EEG 2014 95 % der Einspeisevergütung für die nicht eingespeiste Arbeit aufgrund einer marktbezogenen Maßnahme gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG vergütet. Die Verwaltungsaufwendungen und eine Entschädigung für Zinsen, Tilgung und Abschreibung sind hier nicht mit inbegriffen. Die Entschädigung ist vom Netzbetreiber zu bezahlen. Dieser wiederum kann derartige Zusatzkosten bei der Ermittlung der Netzentgelte als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gem. § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV in Ansatz bringen. Somit stellen die Zusatzkosten für ihn kein Risiko dar. Nach sachlicher und inhaltlicher Prüfung durch die Bundesnetzagentur werden diese Kosten anerkannt (Kostenzuschlagsverfahren). Die Prüfung untersucht, ob die Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber für eine ausreichende Ertüchtigung des Netzes gesorgt hat.² Die Berücksichtigung

¹ Vgl. *Bundesnetzagentur*, Einspeisemanagement, 2014, S. 5ff.

² S. § 14 Abs. 1 EnWG; § 15 Abs. 2 EEG 2014.

der Kosten im Regulierungsrahmen erfolgt gem. § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV allerdings im schlimmsten Fall mit zweijähriger Verzögerung, da die Anpassung der EOG auf die jeweils im vorletzten Jahr entstandenen Kosten aufbaut. Dieser Umstand steigert das Rendite- und Liquiditätsrisiko der Netzbetreiber. Alternativ gibt es die Möglichkeit einer Sondervereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und dem Erzeuger über die Höhe der Entschädigungszahlungen. Sie werden dann als beeinflussbare Kosten definiert und unterliegen dem Effizienzvergleich. Keine Kosten entstehen dem Netzbetreiber bei Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 13 Abs. 4 EnWG, da hier die Leistungspflichten und die Haftung für Vermögensschädigungen festgelegt sind.

Grundsätzlich fangen der Leitfaden und die darin beschriebenen Anreize vorher versäumte ordnungspolitische Entscheidungen auf. Ein fehlender Anreiz für einen möglichst lastnahen Erzeugungsaufbau mündet in – für Verbraucher mit regional unterschiedlicher Akzentuierung – erhöhten Netzentgelten. Das Risiko liegt im betrachteten Sachverhalt beim Netzbetreiber. Er hat durch den Zeitverzug und die Unsicherheit der Kostenanerkennung den Anreiz, die Transportkapazität hinreichend auszulegen. Im Ergebnis verfolgen Erzeuger und Netzbetreiber das gleiche Ziel der uneingeschränkten Erzeugungsaufnahme. Der Regulierungsrahmen stellt die Anreizkompatibilität durch verschiedene Maßnahmen und Regelungen jedoch nur unzureichend her. Nachfolgende Tabelle 16 fasst die Anmerkungen zusammen.

Tabelle 16: Anreizkompatibilität bei der Abschaltung von Erzeugungsanlagen

Abschaltung von Erzeugungsanlagen		
Akteure	EEG-Erzeuger	Netzbetreiber
Gesetzliche Regelung	§ 19 EEG 2014;	§ 13 Abs. 2 und 2a EnWG; § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV
Ziele der Regelung	Kompensation von Abschaltungen von Erzeugungsanlagen	Regelung und finanzielle Anerkennung von Abschaltungen von Erzeugungsanlagen
Folge	Reduzierung Mengenrisiko; fehlender Anreiz lastnah zu produzieren	Liquiditäts- und Renditerisiko aufgrund regulatorischer Kostenanerkennungsrisiken
➔ Der Regulierungsrahmen stellt die Anreizkompatibilität durch verschiedene Maßnahmen und Regelungen in dieser Sachfrage nur unzureichend her.		

Quelle: eigene Darstellung

7.4.3 Direktvermarktung und Steuerungsbedarf in den Verteilnetzen

Ziel der Direktvermarktung ist es, die elektrische Energie vom EE-Erzeuger und aus Grubengas in den Markt zu integrieren.¹ Die verpflichtende Direktvermarktung wurde mit dem EEG 2014 eingeführt.² Faktisch erhalten nunmehr Anlagen, die nach dem 31.12.2015 installiert wurden und eine installierte Leistung von über 100 kW aufweisen, keine Einspeisevergütung mehr.³ Folglich entsteht ein Anreiz, die Anlage aufgrund der Marktpreissignale zu steuern und keine netzdienlichen Fahrweisen durchzuführen. Es kommt zu einem Interessenkonflikt zwischen erlösmaximierender und netzstabilisierender Betriebsstrategien der Erzeugungsanlagen. Der Netzbetreiber hat aufgrund der Systemverantwortung diese Konfliktsituation aufzufangen. Die Marktpreisinformation wird am Day-Ahead-Markt der EPEX entnommen. Der Anlagenfahrplan richtet sich danach aus (Erlösmaximierung) und vermehrt den Steuerungsbedarf der dezentralen Erzeugungsanlagen. In Kombination mit der steigenden Anzahl der Marktpartner, z. B. durch Aggregatoren oder virtuelle Kraftwerke, können sich die Einspeiseschwankungen durch markt- bzw. erlösgetriebenes Einspeiseverhalten erhöhen. Die Fahrplanstruktur mit viertelstundenscharfer Anmeldung und die Prognoseabweichung führt in Verbindung mit der Option des Anbieters, im Intra-Day-Markt zu handeln oder in die Regenergie zu gehen, dazu, dass das Risiko an dieser Stelle auf den Netzbetreiber übertragen wird.

Unter dem Gesichtspunkt der Anreizkompatibilität kommt es faktisch zu einer Gegenüberstellung der gesetzlichen Anreize (vertraglicher Rahmen) und der physikalischen Gegebenheiten und Notwendigkeiten des Stromnetzes (Physik). Der tatsächliche Leistungsfluss wird nicht verändert. Weiterhin stehen die Interessen der Anlagenbetreiber aufgrund der Geschäftsmodelle, die auf Flexibilität z. B. in Form gepoolter Erzeugungsanlagen oder Verbrauchslastmanagement basieren, den Interessen der Netzbetreiber von netzknotenscharfer Erzeugungsinformation und Netzstabilität entgegen. Eine

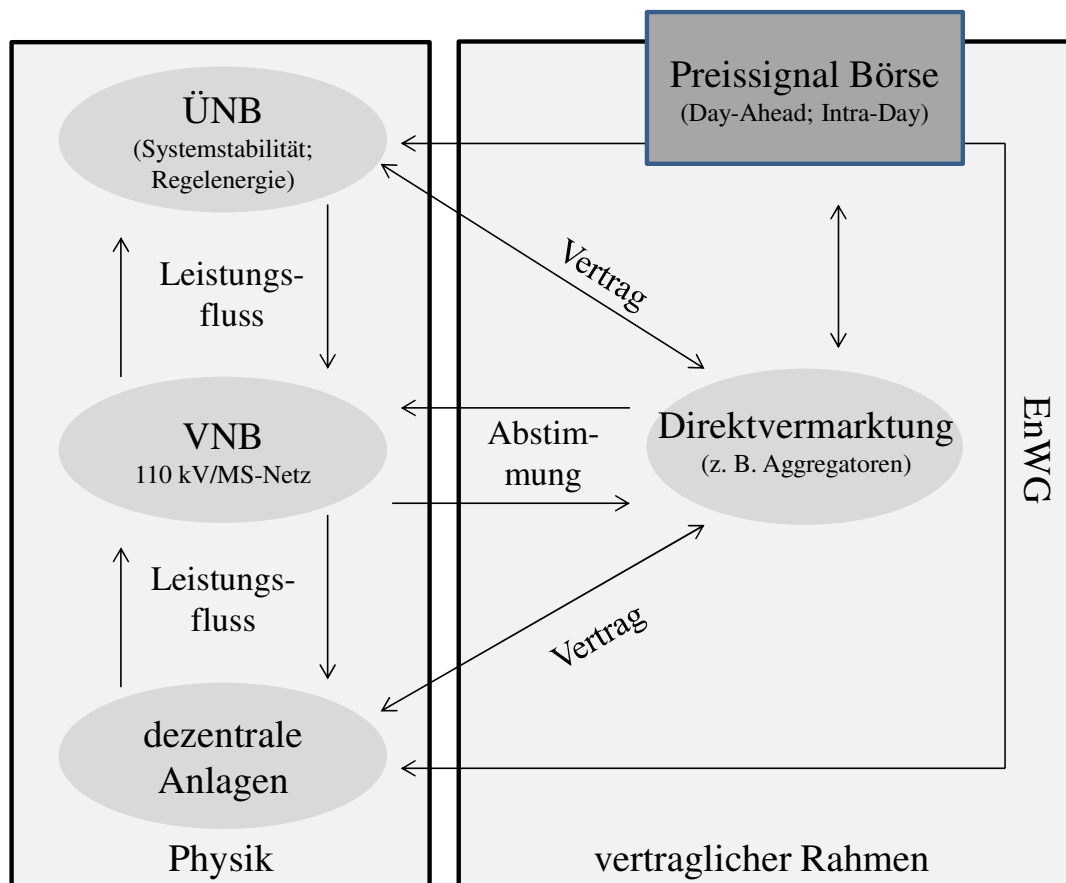
¹ S. § 2 Abs.2 EEG 2014.

² S. § 37 EEG 2014; weitere Formen der Direktvermarktung wurden mit der EEG-Novelle und der verpflichtenden Direktvermarktung faktisch abgeschafft; dazu zählen das Marktpremienmodell und die sonstige Direktvermarktung (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 bzw. Nr. 2 EEG 2014); gänzlich abgeschafft wurde das Grünstromprivileg. (§ 33b Nr. 2 EEG 2012).

³ S. § 37 Abs. 2 S. 2 EEG 2014.

höhere Informationsauflösung über den genauen Einsatz und eine größere Verbindlichkeit in der Einspeisung würde die Flexibilität dieser Geschäftsmodelle einschränken. Dazu sind jedoch Kommunikations- und Informationsinfrastruktur sowie Informationen über den Netzzustand und geplante Erzeugungsmaßnahmen abzustimmen; ein Bereich, der derzeit durch die Entflechtung informatorisch getrennt ist. Im Ergebnis kommt der Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB eine größere Bedeutung zu. Der ÜNB ist über § 13 f. EnWG für die Systemdienstleistung verantwortlich und organisiert den überregionalen Regelenenergiemarkt. Gleichwohl findet die tatsächliche Erzeugung und Stromaufnahme aus den dezentralen Anlagen beim VNB statt. Aufgaben der Systemstabilität entstehen in den niederen Spannungsebenen und erhöhen den Steuerungsbedarf in den Verteilnetzen. Die Abbildung 49 auf der folgenden Seite fasst die Ausführungen zusammen.

Abbildung 49: Akteure und Beziehungszusammenhänge der Direktvermarktung



Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an VNB Nord-Ost 10-Punkte-Plan

Das Monitoring der Netzzustände (Netzparameter) bleibt systematisch gleich, da sich die Frequenz- und Spannungsparameter nicht verändern. Dennoch sind die Informationen der Anlagenbetreiber über geplante Aktionen wie Wartung oder Aus- und Umbau sowie die Prognoseabweichung in den Netzbetrieb einzubauen. In Folge entsteht ein Investitionsbedarf in kommunikationsfähige Informationsinfrastruktur und in deren Datenverarbeitung. Im Gesamtsystem spielen kurzfristig weiterhin die Verbrauchsschwankungen die bedeutendere Rolle.¹ In einem überwiegend erneuerbaren Erzeugungssegment kann sich die Situation jedoch langfristig verändern. Dieser Umstand erfordert möglicherweise Anpassungen in der Organisation der Systemdienstleistungen, um auch künftig Planungssicherheit zu gewährleisten (s. Abschnitt 5.5). Die nachfolgende Tabelle 17 fasst die Ausführungen zusammen.

Tabelle 17: Anreizkompatibilität bei der Direktvermarktung

Direktvermarktung verursacht zunehmenden Steuerungsbedarf in den Verteilnetzen			
Akteure	Direktvermarkter	ÜNB	VNB
Gesetzliche Regelung	§ 34 bis 36 EEG 2014	§ 13 EnWG; § 34 bis 36 EEG 2014 i.V.m. § 14 EEG	§ 13 EnWG; § 34 bis 36 EEG 2014 i.V.m. § 14 EEG
Ziele der Regelung	Bonus für Direktvermarktung; Übernahme Marktpreisrisiko	organisiert Systemdienstleistung und Regelenenergiemärkte	Aufnahme dezentrale Erzeugung
Folge	Marktpreisbildung für EE-Vergütung	erhöhter Abstimmungsbedarf zwischen ÜNB und VNB	
➔ Der Regulierungsrahmen bildet bisher keine Anreizkompatibilität zwischen den Maßnahmen und den Akteuren durch die dynamische Veränderung.			

Quelle: eigene Darstellung

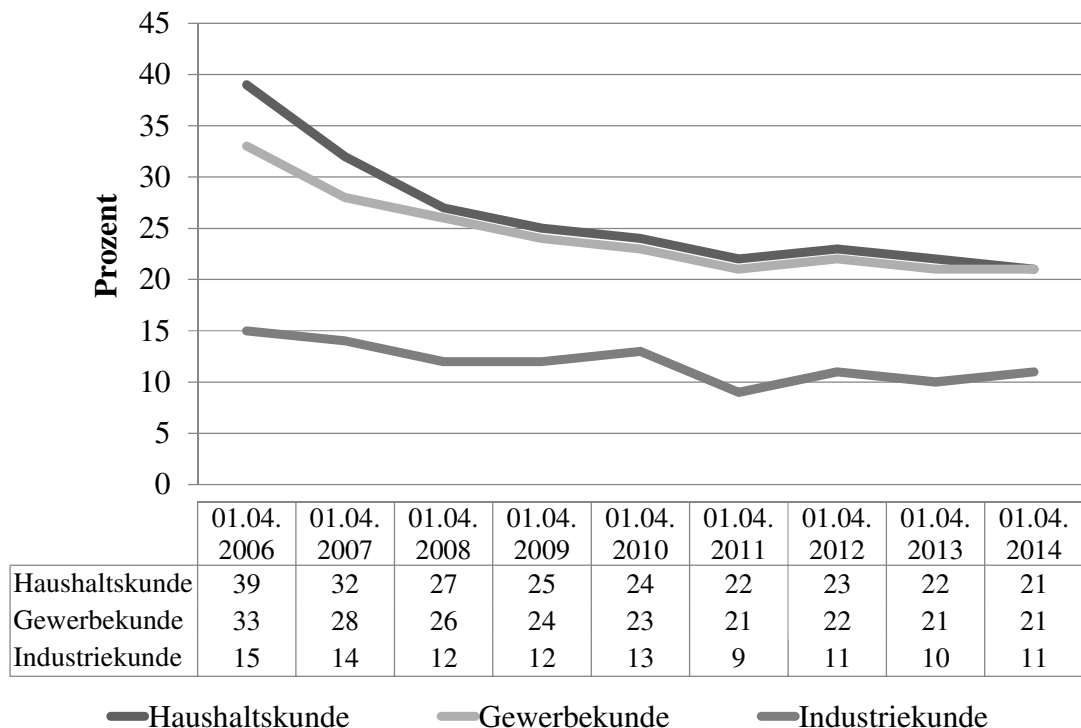
7.4.4 Netzentgelte, netzdienliches Verbrauchsverhalten und Lastflexibilität

Im Folgenden werden Anreize zu netzdienlichem Verhalten auf Grundlage der Begriffszusammenhänge der Anreize dieser Arbeit beschrieben. Der Betrachtungsrahmen geht dabei über die Netzebene hinaus und zieht die Ziele der Energiepolitik und die sich daraus ergebenden Notwendigkeiten heran. Ein Aspekt, der diesen Punkt überlagert, ist der

¹ Vgl. Biermann, D. Dr., Grünbuch, 2015, S. 7.

Anteil der NNE am Gesamtstrompreis. Er ist in den vergangenen Jahren aufgrund des Anstieges sonstiger Umlagen in den Verbrauchergruppen Haushaltskunde, Gewerbekunde und Industriekunde kontinuierlich gefallen und schränkt die Anreizwirkung des Netzentgeltes ein. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis betrug zum 1. April 2014 für Haushalts- und Gewerbekunden 21 % und für Industriekunden 11 %.¹ Auf der folgenden Seite fasst Abbildung 50 die Entwicklung der NNE-Anteile am Gesamtstrompreis zusammen.

Abbildung 50: Anteil NNE am Gesamtstrompreis



Quelle: vgl. Bundesnetzagentur et al., Monitoringbericht, 2014, S. 84.

Anreize zu netzdienlichem Verhalten über Netzentgelte benötigen eine entsprechende regulatorische Basis.² Tarifkomponenten, die in Deutschland in Verbindung mit dem Netzentgelt eingesetzt werden, sind der Arbeitspreis, der Leistungspreis und der Grundpreis. Die Aufteilung spiegelt eine Abgrenzung zwischen Stromverbrauch und in An-

¹ Vgl. BDEW, Strompreisanalyse, 2015, S. 5.

² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Weißbuch, 2015, S. 69 ff.

spruch genommener Leistung als variable Tarifbestandteile und dem Grundpreis als fixer Tarifbestandteil wider.¹ Netzdienliches Verbrauchsverhalten ist die Verhinderung von Netzausbau und -umbau.² Konkret wird das über die Reduzierung der Höchstlast oder eine Lastverschiebung erreicht. Ortega spricht in diesem Zusammenhang von einer Nachfragereaktion.³ So können durch Netzengpässe die Integration der EE verringert werden. Diesen Anreiz über das Netzentgelt zu erreichen, stellt eine der Herausforderungen für die Anreizkompatibilität innerhalb der Wertschöpfungskette dar. Bisher setzen energiebasierte Netzentgelttarife Anreize zur Erhöhung der Energieeffizienz oder zur Stromverbrauchsreduzierung. Für die mengenbasierte Netzentgeltumlage gilt für den Netznutzer: je niedriger der Stromverbrauch, desto geringer die Netzkosten. Die in Anspruch genommene Leistung spielt eine untergeordnete Rolle. Für lastganggemessene Kunden indes senden die Leistungspreise Anreize für eine Reduktion der Jahreshöchstlast. Hier wird somit ein Bereich des netzdienlichen Verhaltens erreicht. Eine Lastverschiebung, die eine bessere Integration der EE ermöglicht, schließt diese Systematik nicht ein. Daneben sind fixe Netzentgelttarife für eine Anreizsetzung aus ihrem Wesen heraus ungeeignet. Sie zielen vielmehr auf den Bereich der Kostenteilung ab und beteiligen ebenso Eigenversorger an den Netzkosten bzw. vermindern die Verbrauchsabhängigkeit des Netzentgeltes. Im Ergebnis berücksichtigt die derzeitige Leistungs- und Arbeitspreissystematik nur unzureichend Anreize zu netzdienlichem Verhalten auf allen Spannungsebenen.

Einschränkungen der Anreize gibt es für die Netznutzer und die Netzbetreiber gleichermaßen. Zum einen fehlen einem Großteil der Netznutzer monetäre Anreize, ihre Jahreshöchstlast zu verringern. Zum anderen ist die Abrechnung nachlaufend organisiert. Das bedeutet, dass die Jahresrechnung bei lastganggemessenen Kunden erst nach Auswertung der Jahreshöchstlast erstellt wird. Eine dynamische Komponente – mit Echtzeitdatenübermittlung über Netzzustände – die dem Netznutzer Informationen zur Verfügung stellt und dem Netzbetreiber ein Netzlastmanagement ermöglicht, ist kein Bestandteil im aktuellen Netzentgeltsystem. Es sollte jedoch dahingehend verändert wer-

¹ Vgl. Illing, B., *Netznutzungsentgelte*, 2014, S. 26.

² Vgl. *Deutsche Energie-Agentur*, *Smart-Meter-Studie*, 2014, S. 8.

³ Vgl. Ortega, M.P.R. et al., *Distribution*, 2008, S. 1713.

den, um Anreize zu generieren. Im Ergebnis hat die Netzentgeltsystematik derzeit nur eine unzureichende Anreizgrundlage, das Verhalten der Netznutzer und den Verbrauchslastverlauf zu beeinflussen.

Ein weiterer Punkt ist die Eigenversorgung. Die zurzeit geltenden Regelungen setzen mit der Netzentgeltbefreiung Anreize, sich durch Kosteneinsparungen vom System abzukoppeln. Das gilt sowohl für Haushalts- als auch für Industriekunden. Durch diese Entwicklung wird die Dienstleistung der Bereitstellung der Netzkapazität nicht bezahlt. Das Netz erfüllt dennoch die Funktion einer Versorgungsversicherung für den Fall, dass die eigene Versorgungsgrundlage ausfällt. Die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes setzt hier demnach Fehlanreize, da die Berechnungsgrundlage den Verbrauch (Arbeit) höher gewichtet als die Größe des Netzanschlusses (Netzkapazität in Leistung). Die Gefahr besteht in einem sich selbst verstärkenden Trend, indem die Anzahl derer, die in die Eigenversorgung einsteigen, weiter zunimmt und die Anzahl derer, die den sicheren Netzbetrieb bezahlen, abnimmt.

Das Verbrauchslastmanagement hat aus Netzbetreibersicht einen doppelten Nutzen. Es erhöht die Versorgungssicherheit durch eine bessere Betriebsmittelauslastung und ermöglicht eine effiziente Verbrauchsintegration in die umgebende fluktuierende Erzeugung. Restriktionen für eine Durchführung gehen aus dem technischen Potenzial der Lastverschiebung und den regulatorischen Anreizen hervor.¹ Das Verbrauchslastmanagement in Verbindung mit den Netzentgelten dient als Anreizbrücke für Verbraucher. Gemäß § 14 a EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, Lieferanten und Letztverbraucher, die eine vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtung haben und sie per Netznutzungsvertrag zur Netzentlastung beitragen, verminderte Netzentgelte zu gewähren. Weiterhin existiert im politischen Raum mit der BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids“ in Deutschland ein Konzept zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen. Im Zielzustand wird zwischen Markt und Technik – basierend auf allgemeinen Regeln – eine Verbrauchssteuerung und -verlagerung möglich.²

¹ Vgl. *FfE*, Demand Side Management, 2010, S. 2ff.

² Vgl. *BDEW*, Smart Grids, 2013, S. 12.

7.5 Ergebnisüberblick und Bewertung der Anreizkompatibilität

Aus Kapitel 7 lassen sich folgende Ergebnisse zusammenfassen:

- Anreizkompatibilität wird hergestellt, indem Maßnahmen, die auf mit unterschiedlichen Akteuren abgestimmten Zielen beruhen, Tätigkeiten hervorrufen, die zu einem zielkompatiblen Sollzustand führen. Erfüllt dieser Sollzustand am Ende des Prozesses die festgelegten Zielerfordernisse nicht vollumfänglich, kann die Maßnahme anreizinkompatibel sein. Ursachen können in unzureichenden Maßnahmen oder in der Interpretation durch die Akteure liegen.
- Im Ergebnis ergibt sich neben der Notwendigkeit zur Regulierung ein Koordinierungsbedarf in diesen Anreizbeziehungen. Dieser variiert durch die Ausgestaltung der Interessendivergenz und Informationsasymmetrie. Verfolgen die Agenten identische Interessen und besteht eine symmetrische Informationsverteilung, besteht kein Koordinationsbedarf der Regulierungsteilnehmer. Vice versa ist der Koordinationsbedarf bei divergierenden Interessen und asymmetrischen Informationen durch den Regulator entsprechend hoch. Hier Anreizkompatibilität aufzubauen, stellt eine der größten Herausforderungen der Regulierung dar.
- Der zentrale Zielkonflikt ist, dass die Anreize zur Kosteneffizienz über die Anreizregulierung nicht kompatibel mit den Netzinvestitionserfordernissen sind, die sich aus den Zielen der Energiewende ableiten lassen. Die Zeitsensitivität von Erzeugungsumbau und Adaption der Stromnetze durch Aus- und Umbau erhöht den konzeptionellen und praktischen Abstimmungsbedarf.
- Die Formalziele der Akteure im Regulierungsprozess stimmen größtenteils überein, insbesondere zielen nahezu alle auf hohe Versorgungszuverlässigkeit. Bei den Sachzielen kommt es allerdings zu Konflikten, wie z.B. zwischen Netzbetreibern und dem Regulator in Form von erforderlichen hohen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen und der Budgetbeschränkung durch die Erlösobergrenze. Im Ergebnis schafft der gesetzliche Rahmen der Anreizregulierung keinen ausreichenden Ausgleich zwischen den (sachlichen) Zielen der Akteure, insbesondere der Regulierungsbehörden und Investoren, und den politischen Zielen der Energiewende. Eine Lösung für das identifizierte Spannungsfeld der

Energiewende und der Regulierung erfordert eine Beteiligung der Akteure an der Festlegung der Zielhierarchie.

- Für die Herstellung der Anreizkompatibilität im Hinblick auf die Ziele der Energiewende weist der Regulierungsrahmen einige Einschränkungen auf. In dieser Arbeit wurde ein Ungleichgewicht in der Regulierungsdichte entlang der WSK verortet, die unterschiedlichen Adaptionsgeschwindigkeiten zwischen Markt und Regulierung thematisiert, die rechtlichen Erfordernisse des Unbundling und die nationale Entscheidungshoheit für die Energiepolitik innerhalb der EU aufgezeigt.
- An konkreten Sachfragen wurde die Erkenntnis illustriert, dass die Ziele der Energiewende und die Wirkung der Anreizregulierung bzw. der regulatorische Rahmen nur unzureichend kompatibel sind. Der Regulierungsrahmen im Gesamtsystem fördert derzeit auf der einen Seite hauptsächlich die Erzeugung und setzt auf der anderen Seite nur ungenügende Investitionsanreize für die Stromnetzbetreiber und die Verbraucher. Das Ergebnis ist eine unausgewogene Regulierungsdichte in der Wertschöpfungskette. Für die Stromerzeugung und die Übertragungsnetzbetreiber existiert eine Vielzahl an Regelungen, während für die Verteilnetze und die Verbraucher eine verbesserungswürdige Situation gegeben ist.
- Im Bereich der Netzentgelte sind die Grenzen für die Anreizsetzung derzeit durch die vorhandenen Tarifsysteme und den geringen Anteil der NNE am Strompreis gesetzt. Im derzeitigen Anreizrahmen führt dies zur Erhöhung der Eigenversorgung.
- Unter Beachtung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge ist eine bessere Abstimmung zwischen der Regulierung, die bisher ohne zeitliche Ziele fungiert, und den Zielen der Energiewende, die bis 2050 formuliert sind, eine – wenn nicht die – zentrale Herausforderung der Energiepolitik. Eine beide Seiten integrierende Sichtweise fehlt bisher. Bestenfalls ergeben die Energiewende und die Netzregulierung ein anreizkompatibles Gleichgewicht unter Berücksichtigung politisch-strategischer Vorgaben sowie eines wirtschaftlich effizienten Innovationsrahmens. Anreize können nicht verändert werden, ohne den auslösenden Mechanismus zu verändern. Es ist somit unnötig, über Anreize zu diskutieren, ohne

den Mechanismus in Frage zu stellen. Unter Berücksichtigung der vorausgegangenen Punkte sind die zwei wesentlichen Fragen der zukünftigen Regulierung identifiziert: Was ist die optimale Versorgungsaufgabe für Verteilnetze der Zukunft? Und wieviel Netz mit welcher Versorgungsqualität möchten wir dafür einsetzen?

8 Fazit und Perspektiven

Die grundsätzliche Herausforderung besteht auf Basis der bisher erarbeiteten Erkenntnisse darin, veränderte energiepolitische Ziele anreizkompatibel in die bestehende Netzregulierung einzubauen.

8.1 Reformbedarf der Anreizregulierung

Die Einführung der Anreizregulierung 2009 erfolgte in ein historisch gewachsenes Versorgungssystem. Durch sich ändernde Rahmenbedingungen müssen sich auch gesetzte Strukturen verändern.¹ Relevantes Beispiel ist die Entwicklung eines zentralen, sternförmigen Versorgungssystems hin zu einem dezentralen, netzförmigen System. Das finanzielle Risiko für Netzbetreiber könnte sich durch steigende Kapitalkosten – wiederum aufgrund der wachsenden Anforderungen – erhöhen. Dies würde zu einer abnehmenden Substanzqualität führen, weil Investitionen zurückgehalten wird.

Die Anforderungen der VNB durch Energiewende, technologischen Wandel und die Veränderungen der Geschäftsmodelle bedürfen einer kontinuierlichen Anpassung regulatorischer Inhalte. Hier gilt es vorhandene unzureichende Anreize, die notwendige Umsetzungsgeschwindigkeit verringern, abzulösen. Dafür gilt es, die mit dem Kapitalkostenabgleich in der ARegV-Novelle 2016 gewonnenen Innovationsanreize im Regulierungsrahmen umzusetzen und zu verfeinern. Mit der Beseitigung des Zeitverzuges ist ein Meilenstein erreicht. Die weitere Ausgestaltung unter Berücksichtigung z. B. steuerlicher Aspekte zur tatsächlichen Erreichung der Eigenkapitalrendite unterliegt Anforderungen an anreizkompatible Regelungen, die betriebswirtschaftliche Mechanismen berücksichtigen und konsistent sind.

Weiterer Reformbedarf beruht auf der zunehmenden Heterogenität der VNB. Diese Differenzierung benötigt aufgrund der regional unterschiedlichen Erzeugungs-, Last- und Infrastruktursituation eine stärkere Berücksichtigung in der Anreizregulierung. Eine Umsetzung wäre im Effizienzvergleich möglich. Die derzeitige Auswahl an Strukturpa-

¹ Vgl. Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht, 2015, S. 54ff.

rametern könnte verändert werden, um so verursachungsgerecht regionale Netzkostenbestandteile abzubilden. Ebenso wäre eine – wie in der Verteilernetzstudie vorgeschlagene – Einteilung der Netzbetreiber in Netzklassen denkbar. Eine weitere Option wäre die Einteilung der Netzbetreiber in verschiedene regionale Klassen. Das könnte Netzbetreiber zu zusätzlichen Investitionen anreizen, um zuvor in einer Aufgabenbeschreibung definierte Anforderungen besser zu erfüllen. Prof. Matthes lieferte mit der Einteilung Deutschlands in fünf „regionale Identitäten“ ein Beispiel dazu.¹ Im Ergebnis erhöht die regionale Auflösung die Akzeptanz der Netzbetreiber. Dagegen stehen die weiterhin manifestierten Unterschiede in der Netzentgeltbelastung der regionalen Bevölkerung ohne bundesweite Kompensation.

Im Hinblick auf die Entscheidungsfindung und -durchsetzung der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens dienen die Ergebnisse der Effizienzanalyse der Bundesnetzagentur zur Orientierung. Durch die zweimalig bundesweit durchgeführten, umfangreichen Datenerhebungen hat sich die Bundesnetzagentur einen Datenpool aufgebaut, mit dem sie langfristige Entwicklungen herausarbeiten kann. Dies ist ein strategischer Vorteil, da einzelne Netzbetreiber nicht über diese Einordnungsmöglichkeit der gesamten Branche verfügen. Die Informationsasymmetrie hat sich in diesem Punkt zugunsten der Bundesnetzagentur verschoben. Eine weiterführende Diskussion über Reformen der Anreizregulierung bedarf einer transparenten Ergebnisdiskussion auf Grundlage veröffentlichter Daten.

8.2 Grenzen der Regulierung

Politisch-regulatorische Anreize sind gesetzte Maßnahmen, die Tätigkeiten auslösen, die einer vorher definierten Zielerreichung zuträglich sind. Regulatorische Anreize werden von den systembestimmenden Akteuren eingesetzt. Sie müssen nicht notwendigerweise auf der Logik von Marktmechanismen basieren, können diese aber nicht ausschalten. Das heißt, regulatorische Anreize führen zu einem Handeln der Akteure, jedoch wirken dahinter oder zusätzlich Marktmechanismen weiter. Marktmechanismen sind in

¹ Vgl. *Matthes, F.*, (Übertragungs-) Netzinfrastrukturen, 2014, S. 5.

diesem Zusammenhang das klassische Marktmodell aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage sowie z.B. Kostendegression aufgrund der Lernkurve. Informationen über veränderte Knappheitssituationen und/oder veränderte Herstellungskosten werden auf funktionierenden Märkten durch Preissignale transportiert. Die marktbasier- te Geschwindigkeit der Weitergabe dieser Informationsänderung ist um ein Vielfaches schneller als durch politische Abstimmungsprozesse veränderte Anreize. Es stehen sich Regulierungsprozess und Marktgeschehen gegenüber.

Es stehen sich darüber hinaus verschiedene Entwicklungsgeschwindigkeiten gegenüber. Dies liegt zum einen an der Vielzahl der Akteure, die unterschiedliche Verantwortungsbereiche und Organisationsstrukturen aufweisen. Beispiele für diese Asymmetrie sind der Rechtsstaat mit langwierigen Entscheidungsprozessen z.B. zur Gesetzverabschie- dung sowie, die erhebliche Planungs- und Investitionsdauer wirtschaftlich agierender Akteure im Gegensatz zur Interventionsdauer von Lobbygruppen, die im Vergleich sehr schnell handlungsfähig sein können. Zum anderen sind das die an das Verteilnetz ange- schlossenen Märkte, z.B. Erzeugungs-, Technologie- oder Rohstoffmärkte. Veränderun- gen auf diesen Märkten betreffen das Geschäftsmodell der Netzbetreiber und können bestehende regulatorische Anreize aushebeln. Im Ergebnis ist die Anpassungsge- schwindigkeit der Regulierung und der auf die Anreize der Regulierung optimierenden Netzbetreiber nicht unendlich.

Eine historisch gesetzte Regulierung kann in veränderten Rahmenbedingungen den Herausforderungen unter Umständen nicht gerecht werden. Das kann an einer veränder- ten energiepolitischen Zieltrias oder neuen Marktgegebenheiten liegen. Bereits beste- hende administrative Regelungen finden sich in einem neuen Kontext wieder. Ziele, die vorher adressiert wurden, können nicht vollends erreicht werden. So kann ein Förde- rungsinstrument zu einem Hemmnis werden.¹

Aus dieser unvollkommenen, zeitinkonsistenten Situation erwächst für die Netzbetrei- ber als Garanten der Versorgungssicherheit eine besondere Verantwortung, mit diesem

¹ Vgl. *Connect Energy Economics*, Strommarkt, 2014, S.77.

Spannungsfeld umzugehen. Die derzeitigen, historisch gewachsenen Ressourcen der Netzbetreiber geraten in einen Verteilungskonflikt zwischen regulatorisch bedingten Effizienzanreizen und dem administrativ zunehmenden Aufwand zur Gewährleistung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit. Das strategische Spannungsfeld bei der Ausgestaltung der Regulierung liegt zwischen der regulatorischen Stabilität und der Stabilität des Energieversorgungssystems.

In diesem Zusammenhang ist die Schnelligkeit der Regulierungsanpassung durch verkürzte Regulierungsperioden eine strategische Fragestellung. Die Anpassungsmöglichkeiten der regulatorischen Ausgestaltung sind durch die derzeit gültige fünfjährige Regulierungsperiode eingeschränkt. Eine kürzere Periode könnte in der Reform der Anreizregulierung ein Element sein, das den transformativen Charakter der Energiepolitik im Allgemeinen und der Energiewende im Speziellen besser abbildet. Die Dauer der Regulierungsperiode hat ferner Auswirkungen auf die Planungssicherheit. Längere Regulierungsperioden haben eine höhere Verlässlichkeit und ermöglichen individuellere Regulierungsvorgaben. Indes erhöhen kurze Regulierungsperioden die Unsicherheit über nachfolgende Regulierungssysteme und neigen zu pauschalisierten Regulierungsvorgaben als Hilfsmittel zur Erledigung der Regulierungsaufgaben. Die ARegV ermöglicht über verschiedene Elemente eine Anpassung der EOG während der Regulierungsperiode (siehe Abschnitt 6.3.2). Eine Delegation der Anpassungsgeschwindigkeit ist in der ARegV an die EOG-Formel erfolgt. Diese Funktion hat sich grundsätzlich bewährt und ist für politisierte Regulierungssachverhalte weiterhin zu empfehlen.

Die Diskussion zur Evaluierung der Anreizregulierung und die in diesem Zusammenhang gemachten Vorschläge zur Modellveränderung entstehen, neben der turnusgemäßen Überprüfung der Regulierungsinhalte, durch die zeitlichen Vorgaben der Regulierungsperiode, auch unter Berücksichtigung der Marktgeschehnisse. Dies bedient den Zweck der Regulierung als Nachbildung von Marktstrukturen.

8.3 Resilienz durch Priorisierung im energiepolitischen Dreieck

Die Ausgestaltung der Regulierung hat eine Vielzahl von Interessen zu beachten. Die Akteursvielfalt vereinfacht diese Aufgabe nicht. Zentrale Überlegung ist der Ordnungsrahmen für das zukünftige Marktdesign. Hier ist eine Priorisierung im Sinne des ener-

giepolitischen Zieldreiecks erforderlich. Die Abgrenzungslinie verläuft zwischen Netzstabilität und den damit verbundenen Maßnahmen und informatorischen Notwendigkeiten sowie der größtmöglichen Flexibilität der Marktteilnehmer. Letztere generieren sowohl aus der Flexibilisierung der Angebots- als auch der Nachfrageseite neue Geschäftsmodelle und -aktivitäten. Einschränkend wirken hier die physikalischen Grenzen des Netzbetriebes. Ohne ein stabiles Netz kann keine Flexibilität auf dem Markt entstehen und genutzt werden. In der Abwägung zur Implementierung eines flexiblen Systems darf der Netznutzerblick nicht außer Acht gelassen werden. Alleinig die Interessen der bisherigen Markt- und Lobbyteilnehmer zu berücksichtigen, schafft keine ausgewogene Anreizkompatibilität. Den nutzerseitigen Kosten eines Smart Grid muss ein Nutzen gegenübergestellt werden. Ob dieser letztlich durch verminderte Netzentgelte oder Flexibilisierungen im Stromtarif entsteht, ist im Großen und Ganzen nicht entscheidend.

8.4 Paradigmenwechsel in der Betrachtung der Regulierung – integrierte Anreizsysteme für Flexibilitätsoptionen

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass ein integriertes Anreizsystem für die Sicherung einer effizienten Regulierung anreizkompatible Maßnahmen gewährleisten muss, die das pluralistische Interessengeflecht der Regulierungsakteure berücksichtigen. Zugrunde liegt die Anerkennung, dass ein alleiniges Rationalverhalten im Eigeninteresse zur eigenen Nutzenmaximierung langfristig systemseitig nicht zielführend ist. Zwar sind mit der Grundversorgungspflicht für die einzelnen Netzregionen Richtlinien für die Vertriebe und Netzbetreiber geschaffen, die Systemverantwortung wahrzunehmen, eine darüber hinausgehende Gesamtsystemsicht ist bei den Akteuren jedoch nicht verankert. Vielmehr haben die Akteure in der Auseinandersetzung mit bestimmten Sachfragen ein Optimierungspotenzial. Weiterhin müssen die verschiedenen Akteure die Notwendigkeit anerkennen, ihren Beitrag zur koordinierten Zielerreichung der in § 1 EnWG formulierten Ziele der sicheren Energieversorgung zu leisten. In letzter Konsequenz würde der Paradigmenwechsel hin zu einem integrierten System führen. Akteure würden damit nicht länger ihre Eigeninteressen verfolgen, sondern eine energiewirtschaftliche Systemverantwortung ausbilden. Haltungen wie „produce and forget“ von EEG-Anlagenbetreibern oder „smarter Prosumer“ in Form einer Eigenversorgung

als eigenoptimiertes wirtschaftlich relevantes Modell wären dann nicht mehr akzeptiert. Im Ergebnis würde sich das Blockadepotenzial zwischen den Akteuren abbauen.

Ein konkretes Anwendungsbeispiel ist ein integriertes Anreizsystem für Flexibilitätsoptionen. Dahinter verbirgt sich die Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Netzmanagement zur Minimierung und Vermeidung von Netzengpässen. Engpässe können neben einem verzögerten Netzaus- und Netzbau auch auf ein regionales Missverhältnis zwischen einspeisender und übertragender Leistung zurückzuführen sein. Flexibilitätsoptionen können aus netzdienlicher Perspektive zur Lösung beitragen. Sie umfassen die Bereiche Stromspeicher, Umwandlung von Strom zu Wärme oder Gas sowie das Lastmanagement. Letzteres ist hier unter Zu- und Abschaltung von Leistung zu verstehen. Ziele dieses Systems könnten die Integration von fluktuierenden EE in die Stromversorgung sein. Weiterhin wäre die größtmögliche Lastverlagerung denkbar. Das Gesamtkonzept wäre unter den Rahmenbedingungen der Energiewende dem Klimaschutz zuträglich. Als Perspektive scheint der Gegensatz zwischen Interessen der Netzstabilität und der Flexibilität adressiert werden zu müssen. Konkret verbergen sich dahinter die Netzbetreiber, die zur Wahrung der Netzstabilität größtmögliche Informationen über die Steuerung der Anlagen in der Stromversorgung haben wollen. Ihnen gegenüber stehen die Aggregatoren und Anlagenbetreiber, die eine größtmögliche Flexibilität für ihr Geschäftsmodell brauchen. Eine zu große Vereinnahmung von Seiten der Netzbetreiberinteressen würde eine Einschränkung der auf Flexibilität beruhenden Geschäftsmodelle zur Konsequenz haben. Hier gilt es mit Augenmaß abzuwägen. Zukünftige Ordnungsrahmen haben dies zu berücksichtigen. Das reicht von der Ebene der Datenauflösung bis hin zu Kompensationszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber im Falle der Einspeisereduktion.

8.5 Entwicklungsoptionen in der Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch

Den Entwicklungen auf der Erzeugungsseite stehen Veränderungen im Verbraucherverhalten gegenüber. Vor der Energiewende spezialisierte sich die Stromversorgung auf

das Prinzip Erzeugung folgt Verbrauch.¹ Aus ökonomischer Sicht entspricht dies dem Gedanken, dass die Nachfrage das Angebot bestimmt. Konkret wurden Kraftwerke und Netze auf das Nutzerverhalten abgestimmt und demgemäß geführt und gesteuert. Die systembestimmende Komponente war der Lastverlauf der einzelnen Kundensegmente, der in erster Linie durch den Wetter- und Helligkeitszyklus geprägt war. Die Endverbraucher agierten weitgehend frei von Preis- und Systemsignalen. Aufgrund dieser Struktur wurden Zentralkraftwerke auf Grund-, Mittel- und Spitzenlast ausgelegt.² Mit Beginn der Systemtransformation im Jahr 2000 durch das EEG wird eine wetterabhängige Erzeugung auf- und weiter ausgebaut, die durch ihren Einspeisevorrang systembestimmend ist. Diese Erzeugung passt jedoch nicht zu dem Verbrauchsmuster. Eine Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch ist Gegenstand vieler Forschungen, aber eine massenmarkttaugliche Anwendung ist derzeit noch nicht erreicht. Insbesondere über einen Marktmechanismus koordinierte Anreize zur Erzeugungs- oder Verbrauchsverlagerung fehlen. Für die Zukunft ergeben sich aus der Endverbraucherperspektive drei Entwicklungsmöglichkeiten. Option A ist, der Verbraucher bleibt wie bisher frei in seinem Handeln und muss nicht auf Erzeugungs- oder Netzsituationen Rücksicht nehmen. Bei weiterem EE-Ausbau bedeutet das vorwiegend Netzausbau, intelligente Netztechnologie, Steuerung von EE-Anlagen und Speicherentwicklung. Option B definiert sich über das Prinzip „Verbrauch folgt Erzeugung“. Dies würde bei weiterem EE-Ausbau ebenso einen Ausbau des Netzes und vor allem der Verbrauchertechnik bedeuten, um die Nachfrageseite zu flexibilisieren.³ Die Speicherentwicklung bleibt auch in dieser Option notwendig, um der vorher angesprochenen Energieverdichtung entgegenzuwirken. Als Resultat agiert der Verbraucher eigenoptimiert. Es wird Akteur am Energiemarkt. Eine dritte Entwicklungsmöglichkeit ist die Option C, die sowohl die Steuerung der EE-Anlagen als auch der Verbraucher in Verbindung mit Netzausbau und intelligenter Technologie beinhaltet. Der Verbraucher agiert in dieser Option flexibel zwi-

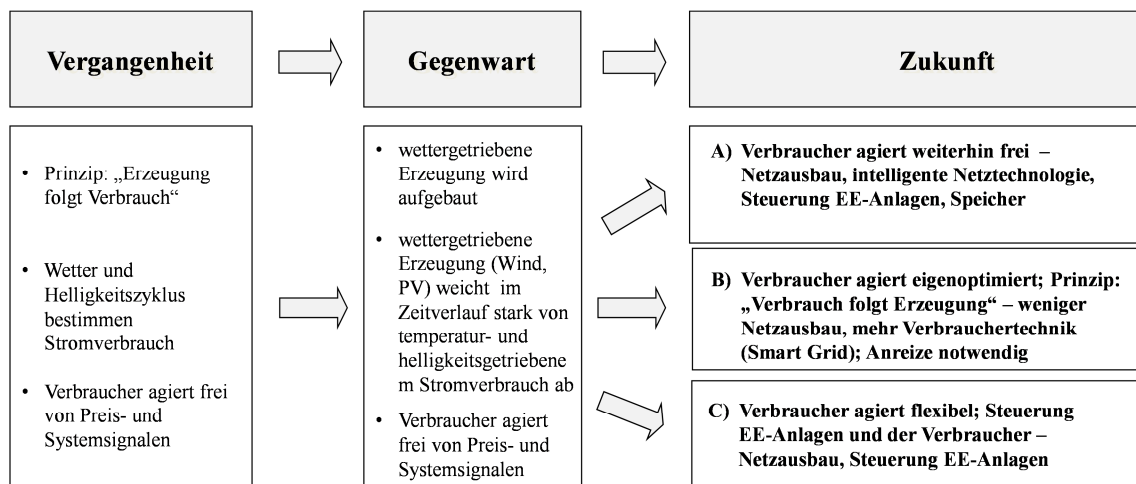
¹ Vgl. *Siebels, C.*, Netzausbau, 2012, S. 13f.

² *Dehmel, F.*, Anreizregulierung, 2011, S. 55ff.

³ Hierbei ist eine Verbrauchsverlagerung vor der tatsächlichen Erzeugung aufgrund von Preissignalen oder eine direkte Kopplung des Verbrauchers an die Erzeugung mittels Nachfahren der Erzeugungsleistung möglich; vgl. hierzu *Blum, A.-K. et al.*, Potenzialanalyse, 2013, S. 12 ff.

schen passiver Steuerung und Eigenoptimierung. Im Ergebnis ist in allen Optionen ein Netzausbau notwendig, gleichwohl Unterschiede in der Netzstruktur beim Einbau großer zentraler Speicher entstehen würden. Welche der konkreten Optionen sich in der Zukunft durchsetzt, ist nicht absehbar. Dazu sind neben technischen und wirtschaftlichen vor allem energiepolitische Faktoren ausschlaggebend, deren Entwicklungen einer erheblichen Dynamik und Unsicherheit unterliegen. Langfristig hat eine derartige Optionsvielfalt zur Folge, dass Wettbewerb zwischen ihnen entsteht. Ziel wird es sein, die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch technisch effizient zu ermöglichen und die Umsetzung effektiv – und das ist wesentlich für die vorliegende Fragestellung – für die Marktteilnehmer anzureizen. Die Abbildung 51 fasst die Ausführungen zusammen.

Abbildung 51: Entwicklungsmöglichkeiten für den Ordnungsrahmen zur Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch



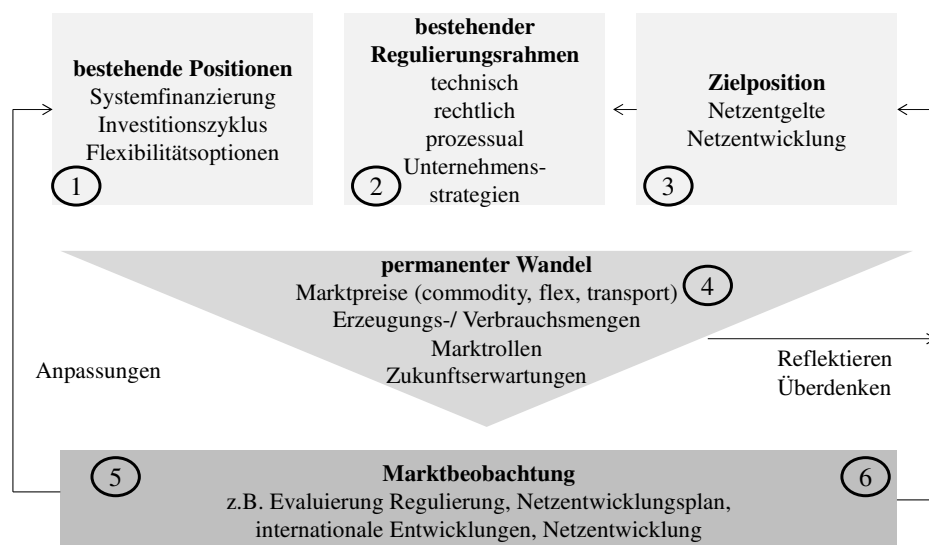
Quelle: eigene Darstellung

8.6 Abschließendes Resümee

Die theoretische Notwendigkeit der Regulierung der Stromnetze wird weiterhin existieren. Insbesondere im Bereich der Stromnetze ist durch die Eigenschaften eines natürlichen Monopols die Grundlage für den Eingriff in die wirtschaftlichen Prozesse gegeben. Im Moment sind durch die Unbundling-Vorschriften und die Anreizregulierung sowohl strukturelle als auch verhaltensbasierte Regulierungen implementiert. Die Ziele reichen dabei vom diskriminierungsfreien Netzzugang bis hin zu Effizienzsteigerungen und Investitionsanreizen.

Die Grundlage der Regulierung muss dabei, neben der theoretischen Basis, um ein prozessuales Verständnis ergänzt werden. Die Regulierung ist somit einem iterativen Optimierungsprozess unterlegen, den die beteiligten Akteure und Institutionen beeinflussen. Hierbei sind die Themensetzung und das Entwickeln von Positionen zu Regulierungssachverhalten ein wichtiges Element und begleiten den Diskurs. Die gedachte Zielposition bestimmt maßgeblich ihren Verlauf. Sie kann beispielsweise auf die Höhe der Netzentgelte oder allgemein auf die Netzentwicklung ausgerichtet sein. Anpassungen und Reflektionen in diesem Prozess resultieren aus dem permanenten Wandel, der auf Marktveränderungen, Erzeugungs- und Verbrauchsveränderungen sowie sich wandelnden Zukunftserwartungen basiert. Diese Beobachtung erfolgt teilweise formal durch die Evaluierung der Regulierung – wie bereits 2014 mit dem Evaluierungsbericht geschehen – oder durch den Netzentwicklungsplan, zum Teil aber auch informell über internationale Entwicklungen. Das Spannungsfeld der Regulierungsanpassung entsteht durch die Vielzahl an zu beobachtenden Einflussfaktoren. Deren Entwicklung und die Auswirkungen zu erfassen, zählt zu den anspruchsvollen Aufgaben der Regulierungsausgestaltung (vgl. Abb. 52).

Abbildung 52: Regulierung als ständiger Optimierungsprozess



Quelle: eigene Darstellung

Der Narrativ dieser Vorgänge bewegt sich abwägend zwischen Eigenverantwortung und notwendigem regulatorischen Eingriff. Ein Übermaß an Regulierung ist ebenso zu ver-

meiden wie ungezügelte Verhaltensspielräume. Es sind Engagement und Verantwortung der Akteure einzufordern.

Im Ergebnis gibt es mehrere Restriktionen, die das Regulierungshandeln erschweren. Hierzu zählt insbesondere die Schnittstellenvielzahl. Die Entwicklungen für die einzelnen Akteure zu überschauen und die politischen Ziele in passgenaue Anreize zu übersetzen, erscheint als große Herausforderung. Letztlich kann ein komplett widerspruchsfreier Systemumbau nicht bewerkstelligt werden. Hybride Lösungen, die einen Übergangsmoment schaffen, scheinen vor diesem Hintergrund sowohl politisch als auch sozial attraktiv.

Die Anreizregulierung zielt mittels ihres regulatorischen Mechanismus der Erlösobergrenze in ihrer derzeitigen Ausgestaltung auf Kostensenkung und Investitionsanreize für die durch die Energiewende hervorgerufenen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsbedarf der Netzbetreiber ab. Mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs wurde die Investitionsanerkennung und somit die Investitionsrückflüsse verbessert und der Anreiz notwendige Investitionen zu verzögern abgeschwächt. Aufgrund der Zeitsensitivität der vorgestellten Entwicklungen ist die Kompatibilität zwischen der Anreizregulierung und den Zielen der Energiewende weiterhin zu prüfen. In der Gestaltung des Regulierungsrahmens ergibt sich politisches Einflusspotenzial, da die Regulierung des Stromnetzes zur Erreichung der Ziele der Energiepolitik beitragen kann.

Die Anreizregulierung ist ein integratives Element der Energiewende. Sie kann nicht losgelöst von vor- und nachgelagerten Förder- und Regulierungselementen diskutiert werden, da die Ursache-Wirkung-Zusammenhänge der Gestaltungsoptionen in dem neuen Energieversorgungssystem zu verwoben sind. Die große Komplexität darf an dieser Stelle nicht abschrecken. Die Bundesnetzagentur muss zu einer „Bundesenergie-wendeagentur“ werden.

Eine weitere regulatorische Abgrenzung ist in den Bereichen Netzbetrieb und Netzinno-
vation vorzunehmen. In den Segmenten der Smart Grids und der Smart Markets drängen neue Akteure auf den Markt, wie beispielsweise neue Wettbewerber aus anderen Industriesektoren in Verbindung mit intelligenten Netz-und Zähleranwendungen oder neuer Datentechnologie. Diese regulatorische Abgrenzung weiter zu vertiefen und zu

untersuchen stellt eine an diese Arbeit geknüpfte weitere Fragestellung dar. Ebenso sind die Anerkennung von Kosten für Forschung und Entwicklung sowohl auf konzeptioneller als auch praktischer Untersuchungsebene ein wichtiger Teilaspekt. Insbesondere die Verknüpfung regional unterschiedlicher Anwendungsbedürfnisse innovativer Technologien zu regulatorischen Anreizen zeigt weiteren Forschungsbedarf auf.

Für die Verteilnetzbetreiber dürfen komplexe Regulierungsvorgaben nicht die Aufgabenerledigung behindern. Die Herausforderung für Netzbetreiber entsteht durch die Überlagerung von Liberalisierung, Anreizregulierung und Energiewende. Keiner dieser Faktoren wurde unter Abstimmung auf bereits vorhandene oder kommende Faktoren eingeführt. Heute können diese Faktoren nicht mehr isoliert betrachtet werden. Eine Sicherstellung von Systemstabilität und daraus erwachsener Versorgungssicherheit durch die Netzbetreiber muss durch genügend gesetzliche Anreize sichergestellt sein. Ein beschränkter Fokus auf einzelne Ziele aus dem energiepolitischen Zieldreieck oder dem Regulierungsrahmen kann dabei ein zu kurz gedachter Ansatz sein. Insofern ist die hybride Form der Anreizregulierung, die sowohl auf kosten- als auch anreizbasierte Elemente setzt, grundsätzlich ein geeigneter Weg.

Aus der Gesamtsystemsicht ist die Integration der EE nicht nur im Stromnetz eine wichtige Aufgabe, sondern sie ist zusätzlich im Verbund mit den Sektoren Wärme und Mobilität sowie der Digitalisierung energiewirtschaftlicher Prozesse zu organisieren. Die Formulierung der Ziele der Energiewende im Energiekonzept gibt diese Zielrichtung bereits vor. Allerdings fällt einschränkend auf, dass eine gesamtwirtschaftliche, spartenübergreifende Anreizoptimierung von Strom-, Verkehr- und Wärmesektor bisher seitens des Regulators nicht vorgenommen wurde. Im Ergebnis gleicht die Anreizkompatibilität einem Polylemma, welches durch Maßnahmen und Veränderungen im Regulierungssystem in Zukunft abzumildern ist.

Anlage I – Quantitative Ziele im Energiekonzept

	2011	2020	2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemission (gegenüber 1990)	-26,4 %	-40 %	2030 -55 %	2040 -70 %	2050 -80 % bis -95 %
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6 %	-20 %			
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr (2008 – 2050)			
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1 %	-10 %	-25 %		
Anteil der Stromerzeugung aus KWK	15,4 %	25 %	-		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k.A.	-20 %	-		
Primärenergiebedarf	k.A.	-	in der Größenordnung von - 80 %		
Sanierungsrate	rund 1 % pro Jahr	Verdoppelung auf 2 % pro Jahr			
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5 %	-10 %	-40 %		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	6 Mio.		
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3 %	mind. 35 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1 %	18 %	30 %	45 %	60 %

Quelle: eigene Darstellung, Bundesregierung, Energiekonzept, 2011.

Anlage II – Studiensynopse Netzausbau und Kosten

	Erscheinungs- jahr	Bezugsjahr	Ausbau Hochspannung (km)	Ausbau Mittelspannung (km)	Ausbau Niederspannung (km)	Gesamt (km)	Investitionen (Mrd. EUR)	Kosten HS (EUR pro km)	Kosten MS (EUR pro km)	Kosten NS (EUR pro km)	Gesamtkosten HS (Mrd. EUR)	Gesamtkosten MS (Mrd. EUR)	Gesamtkosten NS (Mrd. EUR)
BMWI-Verteiler- Netzstudie (EEG 2014)	2014	2032	10.820	70.104	50.393	131.317	23,2	964.880	115.828	92.076	10,4	8,1	4,6
BMWI-Verteiler- Netzstudie (NEP 2013, B)	2014	2032	12.760	58.552	73.852	145.164	28,1	990.987	167.970	76.098	12,6	9,8	5,6
BMWI-Verteiler- Netzstudie (Bundesländer)	2014	2032	22.391	138.436	118.488	279.315	48,9	982.761	123.631	82.540	22,0	17,1	9,8
dena-Verteil- netzstudie (NEP 2011, B)	2012	2030	35.610	72.051	51.563	159.224	27,5	447.908	110.685	69.333	16,0	8,0	3,6
dena-Verteil- netzstudie (Bundesländer)	2012	2030	39.544	117.227	57.229	214.000	42,5	666.346	101.512	74.263	26,4	11,9	4,3
BDEW- Verteilnetzstudie (Energie- Konzept 2020)	2011	2020	350	55.000	140.000	195.350	10-13	200.000	80.000	49.286	0,1	4,4	6,9
BDEW- Verteilnetzstudie (BMU-Leitszenario 2020)	2011	2020	650	140.000	240.000	380.650	21-27	200.000	80.000	49.167	0,1	11,2	11,8

Quellen: eigene Darstellung unter Verwendung der angegebenen Quellen, eigene Berechnungen

Anlage III – Formeln zeitliche Verteilung von Einspeisung und Verbrauch

Starke Erzeugung

$$Ex = \max \sum_{i=1}^{n=96} \begin{pmatrix} E1 = (E_{in}^{Wind} + E_{in}^{PV}) \\ \vdots \\ E365 * 4 = (E_{in}^{Wind} + E_{in}^{PV}) \end{pmatrix}$$

Schwache Erzeugung

$$Ex = \min \sum_{i=1}^{n=96} \begin{pmatrix} E1 = (E_{in}^{Wind} + E_{in}^{PV}) \\ \vdots \\ E365 * 4 = (E_{in}^{Wind} + E_{in}^{PV}) \end{pmatrix}$$

Starklast

$$Ly = \max \quad Li \quad (i = 1 \dots 365 * 4)$$

Schwachlast

$$Lz = \min \quad Lj \quad (j = 1 \dots 365 * 4)$$

Anlage IV – Formeln Netzentgeltkalkulation

Briefmarke (spezifische Jahreskosten einer Netzebene)

$$BM_{NE} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) = \frac{K_{NE}}{P_{NE}^{max}}$$

Einzelnutzung

$$T_i = \frac{W_i}{P_i^{max}}$$

Grundlage Gleichzeitigkeitsfunktion (Summe Höchstlast der Ebene entspricht der Summe der Produkte aus allen individuellen Höchstlasten und individuellen Gleichzeitigkeitsgraden)

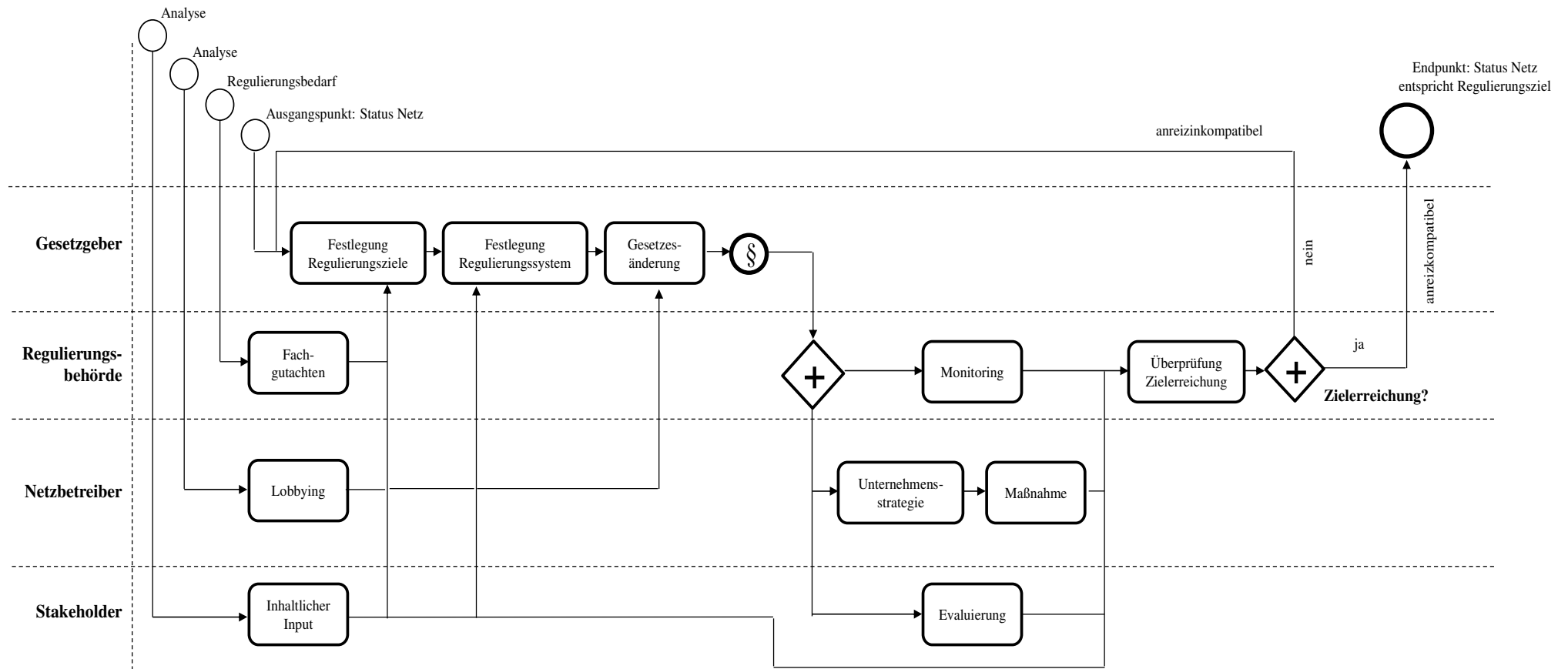
$$P_{NE}^{max} = \sum_i P_i^{max} * g_i$$

Individuelles Netzentgelt

$$NNE_i = LP * P_i^{max} + AP * W_i$$

Individuelles Netzentgelt mit Einsatz der Briefmarke

$$NNE_i = BM_{NE} * P_i^{max} * g_{1,2}(T_i)$$

Anlage V – Prozess Anreizkompatibilität

Quelle: eigene Darstellung

Bibliographie

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion AG, Tennet TSO GmbH und TransNet BW GmbH [Primärregelleistung, 2014]: Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung – Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2014
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion AG, Tennet TSO GmbH und TransNet BW GmbH [Anlagestammdaten, 2014]: EEG-Anlagestammdaten, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2014 (Download: 09.04.2015)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion AG, Tennet TSO GmbH und TransNet BW GmbH [Sensitivitätenbericht, 2014]: Einflussgrößen auf die Netzentwicklung: Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/%C3%BCbertragungsnetzbetreiber-%C3%BCbergeben-sensitivit%C3%A4tenbericht-2013> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion AG, Tennet TSO GmbH und TransNet BW GmbH [Planung, 2015]: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Berlin, 2015, <http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Wofuer-Netzausbau/Grundsaeetze-der-Netzplanung> (letztmaliger Zugriff: 17.02.2014)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion AG, Tennet TSO GmbH und TransNet BW GmbH [Netzentwicklungsplan Strom, 2013]: Netzentwicklungsplan Strom 2013 : Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013
http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf (letztmaliger Zugriff: 30.05.2016)
- 50Hertz Transmission GmbH, Netzeinspeisung, Berlin, 2015
<http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzeinspeisung> (Download: 16.01.2016)
- 50Hertz Transmission GmbH, Viertelstündlicher Regelzonensaldo, Berlin, 2014
<http://www.50hertz.com/de/Energiebeschaffung/Regelenergie/Viertelstuendlicher-Regelzonensaldo> (Download: 03.04.2015)
- acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften [Energiewende, 2012]: Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2012,
http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/acatech_POSITION_Energiewende_WEB.pdf (letztmaliger Zugriff: 01.09.2015)

- AG Energiebilanzen e.V.* [Auswertungstabellen, 2015]: Auswertungstabellen 1990: 2014, Nettostromverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2014 nach Energieträgern : Stand 26.08.2015, Berlin, 2015, <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (letztmaliger Zugriff: 16.01.2016)
- Agora Energiewende* [Netzentgelte, 2014]: Netzentgelte in Deutschland : Herausforderungen und Handlungsoptionen, Berlin, 2014, http://agora-energieende.de/de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Agora Energiewende* [System Reliability, 2014]: Power Market Operations and System Reliability, Berlin, 2013, http://www.agora-energieende.de/fileadmin/Projekte/2014/Power-Market-Operations/Agora_Power_Market_Operations_and_System_Reliability_web.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)
- Agora Energiewende* [Stromverteilnetze, 2013]: Stromverteilnetze für die Energiewende : Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundespolitik : Schlussbericht, Berlin, 2013, <http://www.agora-energieende.de/de/themen-agothem-/Produkt/produkt/25/Stromverteilnetze+f%C3%BCr+die+Energiewende/> (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)
- Agrell, Per J./Bogetoft, Peter/Cullmann, Astrid/Hirschhausen, Christian von* [Effizienzwerte, 2008]: PROJEKT GERNER IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom : Endfassung, Dresden, 2008, http://www.smwa.sachsen.de/download/GERNER_IV_Effizienzvergleich_VNB_Endbericht_strom_v04.07_final_schwarz.198346.pdf (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- AGEE Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik* [Zeitreihen, 2015]: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland : Stand Dezember 2015, Berlin, 2015, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html;jsessionid=699F222F905DAD320BED75EE0D50D997 (letztmaliger Zugriff: 16.01.2016)
- Auer, Hans* [Benchmarking, 2002]: Benchmarking und Regulierung elektrischer Netze : internationale Erfahrungen und Konsequenzen für Österreich, in: e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 119, S. 319-323, Graz, 2002
- Auer, Josef/Nguyen, Thu-Lan* [Gasschwemme, 2010]: Gasschwemme erreicht Europa : Starke Effekte auf Preise, Sicherheit und Marktstruktur, Frankfurt am Main, 2010, http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD0000000000257996.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

- Aumüller, Ortrud* [Regulierung, 2006]: Regulierung und Wettbewerb auf dem Telekommunikations- und Strommarkt : Eine vergleichende Analyse der Regulierungsstrukturen und der Marktentwicklung im deutschen Telekommunikations- und Stromsektor, Juristische Reihe Tenea Bd. 107, Universität Hamburg Dissertation, Hamburg, 2006
- Averch, Harvey/Johnson, Leland L.* [Firm, 1962]: Behavior of the firm under regulatory constraint, in: American Economic Review Bd. 52, S. 1052–1069, Nashville, 1962
- Balzer, Wolfgang* [Modelle, 1982]: Empirische Theorien: Modelle – Strukturen – Beispiele : die Grundzüge der modernen Wissenschaftstheorie, Braunschweig/Wiesbaden: Vieweg, 1982
- Bardt, Hubertus* [Energiewende, 2017]: Welche Rolle spielen eigentlich Subventionen in der deutschen Energiewende?, Berlin, 2017
- Baumol, William J.* [Contestable Markets, 1982]: Contestable Markets : An Uprising in the Theory of Industry Structure, in: The American Economic Review Vol. 72 No 1, Pittsburgh, 1982, <http://www.jstor.org/stable/1808571> (letztmaliger Zugriff: 02.09.2015)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* [Smart Grids, 2013]: BDEW-Roadmap : Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, Berlin, 2013, http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* [Marktkommunikation, 2015]: Daten- und Marktkommunikation 2015-2018, Berlin, 2015, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150121-bdew-roadmap-daten-und-marktkommunikation-2015-2018-de/\\$file/150210%20Anlage%20Roadmap%20Daten-%20und%20Marktkommunikation.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150121-bdew-roadmap-daten-und-marktkommunikation-2015-2018-de/$file/150210%20Anlage%20Roadmap%20Daten-%20und%20Marktkommunikation.pdf) (letztmaliger Zugriff: 29.07.2015)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* [Energiemix, 2015]: Energiemix, Berlin, 2015, <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/energiemix-de> (letztmaliger Zugriff: 16.01.2016)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* [Strompreisanalyse, 2015]: Strompreisanalyse März 2015, Berlin, 2015, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/\\$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) (letztmaliger Zugriff: 04.09.2015)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. / VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.* [Praxis-Leitfaden, 2012]: Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern – Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG, Berlin, 2012,

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreiber/\\$file/20121012_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden_fuer_unterstuetzende_Maßnahmen_von_Stromnetzbetreibern.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreiber/$file/20121012_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden_fuer_unterstuetzende_Maßnahmen_von_Stromnetzbetreibern.pdf)
(letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Beckers, Thorsten/Hoffrichter, Albert [Stromnetzregulierung, 2011]: Effiziente Stromnetzregulierung, in: Konferenz „Berliner Energietage – Energieeffizienz in Deutschland“ Workshop „Effizienz auf allen Ebenen: Neue Geschäftsmodelle brauchen optimierte Netze“ Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) / Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), Berlin, 2011, http://www.bne-online.de/fr/system/files/20110519_5_beckers_hoffrichter_bne.pdf (letztmaliger Zugriff: 14.01.2016)

Berthold, Philip [Energy, 2014]: Integration of Renewable Energy into the German Grid, Dublin, 2014

Biermann, Dirk Dr. [Grünbuch, 2015]: Vom Grünbuch zum Weißbuch – sind wir auf dem richtigen Weg? Eine TSO-Perspektive, Berlin, 2015

Blum, Anne-Kathrin/Braun, Marco [Potenzialanalyse, 2013]: Potenzialanalyse für das Demand Side Management im deutschen Industriesektor und die Integration in die Stromwirtschaft, Karlsruhe, 2013, https://www.hs-karlsruhe.de/fileadmin/hska/W/allgemein/KHS_131108_Blum_Braun.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Borrmann, Jörg/Finsinger, Jörg [Regulierung, 1999]: Markt und Regulierung, München: Vahlen, 2014

Bourwieg, Karsten [Netzentgelte, 2015]: Netzentgelte: Handlungsbedarf aus Sicht eines Netzbetreibers, in: BNE Konferenz: Flexibilisierung und moderne Entgeltstrukturen, Berlin, 2015

Bräuninger, Michael Prof. Dr./Kruse, Stefan/Wolf, André/Brodehser, Peter Dr./Kleiner, Marcus Dr./Thiele, Jens/Böckers, Veit/Haucap, Justus Prof. Dr./Pagel, Beatrice Dr. [Stromtransport, 2014]: Stromtransport in Deutschland : Rahmenbedingungen und Perspektiven, Hamburg, 2014, http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Partnerpublikationen/HSH/2014_04_08_HSH_HWWI_Stromnetze.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bremer Energie Institut [Hemmniswirkungen, 2010]: Anreiz- oder Hemmniswirkungen des regulatorischen Rahmens für Erweiterungsinvestitionen der Stromübertragungsnetze – Eine Studie für Amprion GmbH, Bremen, 2010

Brunekreeft, Gert [Anreizregulierung, 2013]: Die Ausgestaltung der Anreizregulierung : Energiewende zwischen Konzept und Umsetzung, Bonn, 2013

Brunekreeft, Gert/Keller, Katja [Ex-ante-Regulierung, 2001]: Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft?, Freiburg, 2001,

<http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/diskussionspapiere/disk80.pdf> (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015)

Büdenbender, Martin [Entflechtung, 2010]: Entflechtung von Stromnetzen in Deutschland und Europa im Rahmen des dritten EU-Legislativpakets : Eine Problemstellung, Münster, 2010, <http://www.econstor.eu/handle/10419/55821> (letztmaliger Zugriff: 17.02.2014)

Buhl, Hans Ulrich/Weinhold, Michael Prof. Dr. [Echtzeitexperiment, 2012]: Die Energiewende : Ein Echtzeitexperiment, das keinen Fehler erlaubt, oder eine große Chance für die Wirtschaft?, in: WIRTSCHAFTSINFORMATIK 54, S. 173–176, Wiesbaden, 2012

Bundesamt für Strahlenschutz [Kernenergienutzung, 2015]: Statusbericht zur Kernenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland 2014, Salzgitter, 2015 http://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2015050612740/3/BfS-SK-25-15_Kernenergieentwicklung%202014_rev.pdf (letztmaliger Zugriff: 15.01.2016)

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [Kraft-Wärme-Kopplung, 2015]: Kraft-Wärme-Kopplung, Eschborn, 2015, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/index.html (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit/Deutsche Umwelthilfe [Stromnetz, 2015]: Aufbau des Stromnetzes, Berlin, 2015, http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Kurzinfo_Stromnetzaufbau.pdf (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.) Karg, Ludwig/Jagwitz, von Alexander/Baumgartner, Georg/Wedler, Michael/Kleine-Hegermann, Kerstin [Lastverschiebungspotenziale, 2014]: Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale, Wien, 2014, http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/reports/201408_bericht_lastverschiebungspotenziale_140115.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Weißbuch, 2015]: Ein Strommarkt für die Energiewende : Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2015, <http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=3&ved=0CC0QFjACahUKEwjfwOfaneLHAhWMECwKHRx2CcA&url=http%3A%2F%2Fwww.bmwi.de%2FBMWi%2FRedaktion%2FPDF%2FPublikationen%2Fweissbuch%2Cproperty%3Dpdf%2Cbereich%3Dbmwi2012%2Csprache%3Dde%2Crwb%3Dtrue.pdf&usg=AFQjCNHpFaGo7f1LH6-u16M7-P0ZzsRCFg> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Energiewende, 2013]: Energiewende auf Erfolgskurs : Maßnahmen für eine sichere, bezahlbare und umweltschonende Energieversorgung, Berlin, 2013, <http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAAahUKEwj9r5-hnuLHAhXBjCwKHWgs-BMY&url=http%3A%2F%2Fwww.bmwi.de%2FBMW%2FRedaktion%2FPDF%2FE%2Fenergiewende-auf-erfolgs-kurs%2Cproperty%3Dpdf%2Cbereich%3Dbmwi2012%2Csprache%3Dde%2Crwb%3Dtrue.pdf&usg=AFQjCNEOiPv-qWFb3r7uGpJjPMqPUo-HqA> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Gesetzeskarte, 2013]: Gesetzeskarte für das Gas- und Stromversorgungssystem, Berlin, 2013, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesetzeskarte.html?gk-regelung=gkRegelungStrategien> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Verteilernetzstudie, 2014]: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Berlin, 2014, http://www.bmwi.de/mwg-inter-nal/de5fs23hu73ds/progress?id=F1aaQ6Zb3ZkOt24whDRFL_322gwyTVa6NkkYey9QBu4,&dl (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Wirtschaftspolitik, 2012]: Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik : Die Energiewende in Deutschland – Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, Berlin, 2012, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=475210.html> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Energiekonzept, 2011]: Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, Berlin: 2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Bundesnetzagentur [1. Regulierungsperiode, 2016]: 1. Regulierungsperiode, Bonn, 2016, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/1Regulierungsperiode/1regulierungsperiode-node.html (letztmaliger Zugriff: 15.01.2016)

Bundesnetzagentur [2. Regulierungsperiode, 2016]: 2. Regulierungsperiode, Bonn, 2016, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/2Regulierungsperiode/2regulierungsperiode-node.html

[zbetreiber/2Regulierungsperiode/2regulierungsperiode-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2009/301109SystemdienstleistungStrom.html) (letztmaliger Zugriff: 15.01.2016)

Bundesnetzagentur [Systemdienstleistung, 2009]: Anreizsystem für Systemdienstleistungen im Strombereich, Bonn, 2009, <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2009/301109SystemdienstleistungStrom.html> (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesnetzagentur [Evaluierungsbericht, 2015]: Bericht : Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bonn, 2015, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/AREgV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesnetzagentur [Jahresbericht, 2013]: Jahresbericht 2013 : Starke Netze im Fokus. Verbraucherschutz im Blick, Bonn, 2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/140506Jahresbericht2013NichtBarrierefrei.pdf?__blob=publicationFile (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesnetzagentur [Jahresbericht, 2014]: Jahresbericht 2014 : Netze ausbauen. Zukunft sichern. Infrastrukturausbau in Deutschland, Bonn, 2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Jahresbericht14barrierefrei.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesnetzagentur [EEG-Einspeisemanagement, 2014]: Leitfaden EEG : Einspeisemanagement : Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Bonn, 2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (letztmaliger Zugriff: 04.09.2015)

Bundesnetzagentur [EEG, 2015]: EEG in Zahlen 2015, Bonn, 2015, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (letztmaliger Zugriff: 11.07.2017)

Bundesnetzagentur [Smart Grid, 2011]: „Smart Grid“ und „Smart Market“ : Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Bundesnetzagentur [Stromnetzbetreiber, 2015]: Übersicht Stromnetzbetreiber, Bonn, 2015,
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/UebersichtStromUndGasNetzbetreiber/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html (letztmaliger Zugriff: 10.09.2015)

Bundesnetzagentur Beschlusskammer 4 [Bundesnetzagentur, 2016]: Beschluss BK 4-16-160 : Festlegung Eigenkapitalzinssätze,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?blob=publicationFile&v=1
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?blob=publicationFile&v=1
 (letztmaliger Zugriff: 18.03.2017)

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt [Monitoringbericht, 2013]: Bericht – Monitoringbericht – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, 2013,
http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAAahUKEwiTn4DqnuLHAhXGCiwKHxJCdSI&url=http%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FAllgemeines%2FBundesnetzagentur%2FPublikationen%2FBerichte%2F2013%2F131217_Monitoringbericht2013.pdf%3Fblob%3DpublicationFile%26v%3D15&usg=AFQjCNFCJdHVU7PdJvigBTuvJPtOe-vpGw (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt [Monitoringbericht, 2014]: Bericht – Monitoringbericht – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, 2014,
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?blob=publicationFile&v=4 (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)

Bundesrat [Bundesrat, 2016]: Drucksache 296/16 : Verordnung der Bundesregierung Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, Berlin, 2016,
<http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0201-0300/296-16.pdf?blob=publicationFile&v=1> (letztmaliger Zugriff: 09.03.2017)

Bundesregierung [Energiewende, 2015]: Energiewende : Fragen und Antworten. Wer kontrolliert die Strompreise?, Berlin, 2015,
http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1_Allgemeines/3_kosten-

[strom-preis/ node.html;jsessionid=51ED711B5CD0E426BEBD477A59D6C52A.s3t2](http://strom-preis/node.html;jsessionid=51ED711B5CD0E426BEBD477A59D6C52A.s3t2)
(letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Bundesregierung [Reaktorsicherheit, 2011]: Reaktorsicherheit und Ethik : Zwei Kommissionen begleiten ins Zeitalter der erneuerbaren Energien, Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2011, <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2011/03/2011-03-29-ethikkommission.html> (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Bundesregierung [Energiewende, 2012]: Spürbare Fortschritte in der Energiewende, Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2012, <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Magazine/02MagazinWirtschaftArbeit/2012/04/04.html?view=pdfmagazin&nn=454896> (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Bündnis 90/Die Grünen [Bundestagswahl 98, 1998]: Programm zur Bundestagswahl 98: Grün ist der Wechsel, Bonn, 1998, https://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Bilder/Redaktion/30_Jahre_-_Serie/Teil_21_Joschka_Fischer/Wahlprogramm_Bundestagswahl1998.pdf (letztmaliger Zugriff am 10.09.2015)

CDU Deutschland [Verbraucherschutz, 2008]: Bewahrung der Schöpfung : Klima-, Umwelt- und Verbraucherschutz – Antrag des Bundesvorstandes der CDU Deutschlands an den 22. Parteitag am 1./2. Dezember 2008 in Stuttgart, Stuttgart, 2008, <http://marie-luise-doett.de/daten/umwelt/klima-umwelt-verbraucherschutz.pdf> (letztmaliger Zugriff: 10.09.2015)

Cezanne, Wolfgang [Volkswirtschaftslehre, 2005]: Allgemeine Volkswirtschaftslehre, 6. Auflage, München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2005

Connect Energy Economics [Strommarkt, 2014]: Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns – Studie der Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)

Consentec [Verteilungsnetze, 2012]: Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz, Aarau, 2012

Crastan, Valentin [Energieversorgung 1, 2012]: Elektrische Energieversorgung 1 : Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik, 3. bearbeitete Aufl., Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer, 2012

Crastan, Valentin [Energieversorgung 2, 2012]: Elektrische Energieversorgung 2 : Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung,

Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung, 3. bearbeitete Aufl., Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer, 2012

Crastan, Valentin/Westermann, Dirk [Energieversorgung 3, 2012]: Elektrische Energieversorgung 3 :Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und –führung, Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ, 3. bearbeitete Aufl., Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer, 2012

Dalen, Dag Morten [Yardstick, 1998]: Yardstick competition and Investment Incentives, in: Journal of Economics and Management Strategy No. 7, S. 105–126, Boston, 1998

DCTI Deutschen CleanTech Institut/EuPD Research [Speichertechnologien, 2013]: Speichertechnologien 2013: Technologien, Anwendungsbereiche, Anbieter, Bonn, 2013, http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/DCTI_Speichertechnologie_web.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Dehmel, Felix [Anreizregulierung, 2011]: Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen. Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Dissertation, Katholische Universität Eichstätt-Ingolstadt, Ingolstadt, 2011

Deutsche Energie-Agentur [Systemdienstleistungen 2030, 2014]: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 : Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin, 2014, <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html> (letztmaliger Zugriff: 01.09.2015)

Deutsche Energie-Agentur [Verteilnetzstudie, 2012]: dena-Verteilnetzstudie : Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Deutsche Energie-Agentur [Smart-Meter-Studie, 2014]: Einführung von Smart Meter in Deutschland : Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. Berlin, 2014, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/140709_dena-Smart-Meter-Studie_Endbericht_final.pdf (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)

Deutsche Energie-Agentur [Energiespeicher, 2015]: Energiespeicher : Übersicht Stromspeichertechnologien, Berlin, 2015, <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/uebersicht-stromspeichertechnologien.html#c3579> (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

- Deutsche Energie-Agentur* [Netzplanung, 2008]: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick 2030), Berlin, 2008, http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAAahUKEwJVtr2wn-LHAhUF-WCwKHb5EDq4&url=http%3A%2F%2Fwww.dena.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2FProjekte%2FEnergiesysteme%2FDokumente%2FKurzanalyse_KuN-Planung_D_2020_2030_lang.pdf&usg=AFQjCNEoCC36zRvOO-dx5oOgvTPN8gj-IA (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.* [Anlagengröße, 2014]: Verteilung nach Anlagengröße, Berlin, 2014, <http://www.energymap.info/> (letztmaliger Zugriff: 11.09.2015)
- Deutsche Umwelthilfe* [Plan N 2.0, 2013]: Forum Netzintegration Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze, Radolfzell, 2013
- Deutsche WindGuard* [Windenergie, 2015]: Rekordjahr für Windenergie in Deutschland, Varel, 2015, <http://www.windguard.de/Resources/Persistent/1bcb661a3a26fef8b9d7f9d0c1167481e71c1b24/PM03-2015-StatistikGesamtjahr2014.pdf> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Deutscher Bundesrat* [Empfehlungen, 2013]: Empfehlungen der Ausschüsse, Berlin, 2013, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2013/0401-0500/447-1-13.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (letztmaliger Zugriff: 04.09.2015)
- Diekmann, Bernd/Rosenthal, Eberhard* [Energie, 2014]: Energie – Physikalisch Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung, 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Wiesbaden: Springer, 2014
- Dinand, Jan/Reuter, Egon* [Netzbetreiber, 2006]: Die Netz AG als Zentraler Netzbetreiber in Deutschland : Zur Verbesserung des Wettbewerbs im Strommarkt, Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2006
- Djankov, Simeon/Glaeser, Edward/La Porta, Rafael/Lopez-de-Silanes, Florencio/Shleifer, Andrei* [Economics, 2003]: The new comparative economics, in: Journal of Comparative Economics 31, S. 595–619, San Diego, 2003, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0147596703000970> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- EDIS AG* [Info-Veranstaltung, 2014]: Netzleitstelle EDIS AG Bentwisch Info-Veranstaltung YEP, Bentwisch, 2014
- Eickhoff, Norbert/Leila Holzer, Verena* [Energiewirtschaftsgesetz, 2006]: Die Energierrechtsreform von 2005 : Ziele, Maßnahmen und Auswirkungen, Potsdam: 2006, http://www.uni-potsdam.de/u/ls_vwl_witheorie/wp/db83.pdf (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015)

- Elsenbast, Wolfgang* [Investitionsanreize, 2011]: Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur, in: Wirtschaftsdienst, 11/2011, S. 784-791, Hamburg, 2011
- Elsenbast, Wolfgang/Boche, Steffen* [Investitionsregulierung, 2013]: Investitionsregulierung in Stromverteilnetzen, in: Wirtschaftsdienst, 05/2013, S. 315-322, Hamburg, 2013
- Energie-Forschungszentrum Niedersachsen* [Speichertechnologien, 2013]: Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, Goslar, 2013, <http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/Downloads/15-eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit.pdf> (letztmaliger Zugriff: 14.01.2016)
- Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (Hrsg.) Elberg, Christina/Growitsch, Christian PD Dr./Höffler, Felix Prof. Dr./Richter, Jan in Zusammenarbeit mit Warnbach, Achim Prof.* [Strommarktdesign, 2012]: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln, 2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)
- Engelkamp, Paul/Sell, Friedrich L.* [Volkswirtschaftslehre, 2013]: Einführung in die Volkswirtschaftslehre, 6., überarb. und erw. Aufl., Berlin: Springer Gabler Verlag, 2013
- EPEX Spot* [Marktkopplung, 2016]: Marktkopplung – ein wesentlicher Schritt zur Marktintegration, Paris, 2016, http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/ein_wesentlicher_schritt_zur_marktintegration (letztmaliger Zugriff: 11.01.2016)
- Erdmann, Georg Prof. Dr.* [Energiewende, 2012]: Energiewende : Eine geordnete Projektsteuerung?, Arbeitskreis Zukunftsenergien „Aufbruch in eine neue Energiewelt – Welche Eckpfeiler sind notwendig?“, Berlin, 2012
- Erdmann, Georg Prof. Dr.* [Liberalisierung, 2008]: War die Strommarkt-Liberalisierung in Deutschland bisher ein Flop?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 03/2008, S. 197-202, München, 2008
- Ernst & Young* [Kosten-Nutzen-Analyse, 2013]: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Düsseldorf, 2013, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)

- Ethikkommission Sichere Energieversorgung* [Energiewende, 2011]: Deutschlands Energiewende : Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Berlin, 2011, http://www.bmbf.de/pubRD/2011_05_30_abschlussbericht_ethikkommission_property_publicationFile.pdf (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)
- Europäische Kommission* [Energy Roadmap 2050, 2011]: Energy Roadmap 2050, Brüssel, 2011, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Europäische Kommission* [Emissionsreduktionen, 2014]: EU mit weiteren Emissionsreduktionen auf Kurs für 2030, Brüssel, 2014, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-1202_de.htm (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Europäische Kommission* [Umgestaltung des Energiemarkts, 2015]: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts, Brüssel, 2015, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A340%3AFIN> (letztmaliger Zugriff: 11.01.2016)
- FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft* [Demand Response, 2010]: Demand Response in der Industrie Status und Potenziale in Deutschland, München, 2010
- FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.* [Demand Side Management]: Demand Side Management : Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung, München, 2010, https://www.ffe.de/download/wissen/20100406_Methodik_DSM.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Fischer, Severin/Geden, Oliver* [Roadmap, 2012]: Die Energy Roadmap 2050 der EU: Ziele ohne Steuerung, Berlin, 2012, https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2012A08_fis_gdn.pdf (letztmaliger Zugriff: 14.01.2016)
- Forschungsradar Energiewende (Hrsg.), Wenzel, Bernd/Kunz, Claudia* [Stromspeicher, 2015]: Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland, Berlin: 2015, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_speicher_jan2015/AEE_Metaanalyse_Stromspeicher_feb15_neu.pdf (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015)
- Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE* [Herausforderungen, 2013]: Technische Herausforderungen beim Umbau der Netze, Berlin, 2011
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE* [Versorgungszuverlässigkeit, 2013]: Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland : Fakten, Frankfurt, 2013

- Freie und Hansestadt Hamburg* [Energiewende, 2011]: Hamburg schafft die Energiewende, Hamburg, 2011, <http://www.hamburg.de/contentblob/3170408/data/lpk-energiewende-praesentation.pdf> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Fritsch, Michael/Wein, Thomas/Ewers, Hans-Jürgen* [Marktversagen, 2007]: Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 7. Aufl., Vahlen: München, 2007
- Frondel, Manuel/Ritter, Nolan/Schmidt, Christoph M.* [Energieversorgungsrisiko, 2009]: Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 33, S. 42-48, Wiesbaden: Vieweg Verlag, 2009
- Fulton, Mark/Mellquist, Nils* [Feed-in Tariff, 2011]: The German Feed-in Tariff for PV : Managing Volume Success with Price Response, New York, 2011, https://institutional.deutscheawm.com/content/media/DBCCA_German_FIT_f_or_PV_0511.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)
- Fuß, Helmut* [Anreizregulierung, 2013]: Anreizregulierung, quo vadis? in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 Jg., S. 115–117, München, 2013
- Gawel, Erik* [Theorie, 2009]: Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, Köln: Lohmar, 2009
- Gerhard, Sebastian/Kohler, Andreas/Saatmann, Stefan* [Batteriespeicher, 2014]: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen stationärer Batteriespeicher im Verteilnetz, in: Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern, Hamburg, 2014
- Goeke, Berthold* [Klimaschutz, 2013]: Klimaschutz und Energiewende, Berlin, 2013
- GridLab* [Nordostdeutschland zur Energiewende, 2014]: Kurzstudie zu Potenzial und Beitrag der Energieregion Nordostdeutschland zur Energiewende Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende, Cottbus, 2014, http://www.energietechnik-bb.de/mwg-inter-nal/de5fs23hu73ds/progress?id=3D7P9qXtrykkuiKUkAFCZ4Km34x_PCC8zbyCjrMfOfI, (letztmaliger Zugriff: 11.09.2015)
- Groschke, Marco/Eßer, Anke/Möst, Dominik/Fichtner, Wolf* [Energiesystemmodelle, 2009]: Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten, Zeitschrift für Energiewirtschaft, S. 14-22, München: Vieweg Verlag, 2009
- Grüttner, Frank* [Vorpommern, 2015]: Das regionale Energiekonzept Vorpommern und der Entwurf des Leitbildes für eine Energieregion Vorpommern, Greifswald, 2015
- Gugler, Klaus* [Regulierungsökonomie, 2012]: Regulierungsökonomie, Wien, 2012, <http://www.wu.ac.at/iqv/mitarbeiter/gugler/regulierungssoekonomie> (letztmaliger Zugriff: 17.03.2014)

- Harms, Heiko/Hille, Christian/Hörpel, Benjamin* [Technologien, 2014]: Intelligente Technologien können Kosten drastisch senken, in: ew aktuell – Magazin für die Energiewirtschaft, Frankfurt am Main, 2014
- Haucap, Justus/Kruse, Jörn* [Ex-Ante-Regulierung, 2003]: Ex-Ante-Regulierung oder Ex-Post-Aufsicht für netzgebundene Industrien? Diskussionspapier Helmut-Schmidt-Universität Hamburg Nr. 25, Fächergruppe Volkswirtschaftslehre, Hamburg, 2003
- Haucap, Justus* [Trennung, 2008]: Trennung von Netz und Betrieb bei kommunalen Versorgungsunternehmen?, in: Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft Heft Nr. 28, Trennung von Infrastruktur und Betrieb : Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung?, Berlin, 2008
- Haucap Justus* [Entflechtung, 2008]: Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien als Königsweg zu mehr Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft?, Berlin, 2008, http://www.bvoed.de/assets/files/downloads/Beitraege/Heft_28.pdf (letztmaliger Zugriff am 17.02.2014)
- Haufler, Andreas* [Wirtschaftspolitik, 2009]: Grundzüge der Wirtschaftspolitik, München, 2009 <http://www.ecpol.econ.uni-muenchen.de/downloads/wipo1/ss09/wipo1-01.pdf> (letztmaliger Zugriff: 15.0.2016)
- Heuck, Klaus/Dettmann, Klaus-Dieter/Schulz, Detlef* [Energieversorgung, 2007]: Elektrische Energieversorgung : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 7., vollst. überarb. und erw. Aufl., Wiesbaden: Vieweg Verlag, 2007
- Heuterkes Michael/Janssen, Matthias (Hrsg.)* [Regulierung, 2008]: Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, in: Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung Nr. 29, Münster, 2008, https://www.wiwi.uni-muenster.de/cawm/forschen/Download/Diskussionsbeitrag_nr29.pdf (letztmaliger Zugriff : 28.07.2015)
- Hinz, Fabian/Iglhaut, Daniel/Frevel, Tobias/Möst, Dominik* [Netznutzungsentgelte, 2014]: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland : im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei, Dresden, 2014, http://www.gucosa.de/fileadmin/data/gucosa/documents/14138/Band3_Netzentgelte.pdf (letztmaliger Zugriff: 24.08.2015)
- Hobohm, Jens* [Eigenverbrauch, 2013]: Impulsvortrag Eigenverbrauch, in: dena Dialogforum „Netzentgelte im Stromversorgungssystem – Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung“, Berlin, 2013, http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Netznutzungsentgelte/07_Hobohm_PROGNOS.pdf (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)

- Hockenhos, Paul* [Sprachforschung, 2014]: The Energiewende, in: Zeit Online, Hamburg, 2014, <http://www.zeit.de/2012/47/Energiewende-Deutsche-Begriffe-Englisch> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Holznagel, Bernd/Schütz, Raimund/Albrecht, Stefan/Coenen, Michael/Dichtl-Rebling, Karin/Groebel, Annegret/Haucap, Justus/Held, Tanja/Herrmann, Bodo/Horstmann, Nadia/Karalus, Kirstin/Kresse, Stefan/Krogias, Maria/Krüger, Andreas/Laubenstein, Wiegand/Mallossek, Joerg/Meyer, Cedric Christian/Müller-Kirchenbauer, Joachim/Paulus, Kim/Paust, Michael/Petermann, Bernd/von Rossum, Katrin/Schneider, Johannes/Schreiber, Kristina/Schumacher, Pascal/Schütte, Christian/Westermann, Michael/Weyer, Hartmut/Zeidler, Anne Christine* [Anreizregulierungsverordnung, 2013]: ARegV – Anreizregulierungsverordnung, München: C.H. Beck, 2013
- Horváth, Péter* [Controlling, 2009]: Controlling, 11. vollst. überarb. Aufl., München: Vahlen, 2009
- Hufendiek, Kai/Wiechmann, Holger* [Smart Market, 2013]: The Mechanism of the “Grid Signal Light” as a Part of the Smart Market/Grid System : The Cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation, Dresden, 2013, http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/dateien/ordner_enerday/ordner_enerday2013/ordner_vortrag/Wiechmann_TUDD_Bausteine_SmarTE_Energiewelt_v04.pdf (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)
- Hülsen, Claas F./Liebenstein, Andreas/Spanka, Katrin* [IKT im Verteilnetz, 2013]: Anforderungen und Aufwendungen für IKT im Verteilnetz bis 2030, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63 Jg. Heft 3, S. 12-15, München, 2013
- Hungenberg, Harald/Wulf, Torsten* [Unternehmensführung, 2011]: Grundlagen der Unternehmensführung, 3. Aufl., Berlin: Springer, 2011
- Illing Björn* [Netznutzungsentgelte, 2014]: Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte zur Beeinflussung des Lastverlaufs in der Verteilnetzebene, Dissertation, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, 2014
- Institute of Electrical and Electronic Engineers* [P1366, 2012]: P1366, New York, 2012
- Intergovernmental Panel of Climate Change* [Climate Change, 2007]: Climate Change 2007 : Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, S. 310ff., Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo, Delhi, 2007, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4_wg3_full_report.pdf (letztmaliger Zugriff: 11.07.2017)
- Jamison, Mark A.* [Revenue Cap, 2007]: Regulation: Price Cap and Revenue Cap, Gainesville, 2007,

http://warrington.ufl.edu/centers/purc/purcdocs/papers/0527_jamison_regulation_price_cap.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

- Jarass, Anna/ Jarass, Lorenz* [Strom, 2016]: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse, Stromdefizite mit Netzentwicklungsplan 2025, 1., Aufl., Wiesbaden: Books on Demand, 2016
- Joskow, Paul L.* [Regulation, 2005]: Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, Massachusetts, 2005
- Jung, Hans* [Betriebswirtschaftslehre, 2006]: Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 10., überarbeitete Aufl., München: Oldenbourg, 2006
- Kamper, Andreas* [Lastmanagement, 2009]: Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz, Karlsruhe, 2009
- Kirsten, Dagmar* [Stromversorgung, 2014]: Stromversorgung in Deutschland – Wer zahlt die Rechnung?, Frankfurt, 2014
- Klauser, Daniel* [Wetterdaten, 2015]: Wetterdaten für Netzplanung und Netzbetrieb, in: Tagungsband Zukünftige Stromnetz für Erneuerbare Energien, 2. OTTI-Konferenz, Berlin, 2015
- Klotz, Michael* [IT-Compliance, 2014]: IT-Compliance – Begrifflichkeiten und Grundlagen, Stralsund, 2014, http://www.simat-stralsund.de/uploads/media/SIMAT_AP06-14-028.pdf (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)
- Klump, Rainer* [Wirtschaftspolitik, 2006]: Wirtschaftspolitik: Instrumente, Ziele und Institutionen, München: Pearson Studium, 2006
- Knaus, Andreas* [Informationsasymmetrie, 2013]: Informationsasymmetrie und Principal-Agent-Theorie als Grundlage für Anreizsysteme, München, 2013, <http://www.aknaus.de/?p=246> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Knieps, Günther Prof. Dr.* [Netzökonomie, 2007]: Netzökonomie : Grundlagen – Strategien – Wettbewerbspolitik, Wiesbaden: Gabler, 2007
- Knieps, Günther Prof. Dr.* [Entbündelung, 2008]: Regulatorische Entbündelung in Netzeindustrien, Diskussionsbeitrag Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik Nr. 119, Freiburg, 2008
- Knieps, Günther Prof. Dr.* [Wettbewerbsökonomie, 2005]: Wettbewerbsökonomie : Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 2. überarb. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer, 2005
- Kobialka, Marek/Rammersdorfer, Margarethe* [Risk, 2009]: Regulatory Risk and Market Reactions : Empirical Evidence from Germany, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 03/2009, S. 221-227, München, 2009

- Kohler, Stephan/Agricola, Annegret-Cl./Höflich, Bernd* [dena-Verteilnetzstudie, 2013]: dena-Verteilnetzstudie : Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63 Jg. Heft 3, S. 8-11 München, 2013
- Kooperation der Verteilnetzbetreiber in Nord-/Ostdeutschland und des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz* [Systemdienstleistungen, 2014]: 10-Punkte-Programm Systemdienstleistungen (SDL), o.N., 2014
- Kruschwitz, Lutz* [Investitionsrechnung, 2014]: Investitionsrechnung, 14. aktual. Aufl., München: Oldenbourg, 2014
- Kucharczak, Lioba/Schäfer, Stefan unter Mitwirkung von Lindow, Stefan/Moser, Peter* [Klimaschutzkonzepte, 2010]: Regionale Energie- und Klimaschutzkonzepte als Instrumente für die Energiewende : Inhalte, Struktur und Funktionen, Kassel, 2010
- Kurth, Matthias* [Regulierung, 2009]: Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung, in: Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Düsseldorf: Handelsblatt Fachmedien, 2009
- Littlechild, Stephen. C.* [Regulation, 1983]: Regulation of British Telecommunications' Profitability, in: Department of Industry, Report to the Secretary of State, London, 1983
- Löschel, Andreas Prof. Dr./Erdmann, Georg Prof. Dr./Staiß, Fridhof Prof. Dr./Ziesing, Hans-Joachim Dr.* [Expertenkommission, 2012]: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin, Mannheim, Stuttgart, 2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-stellungnahme-lang.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Lucas, Klaus* [Thermodynamik, 2008]: Thermodynamik : Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen, 7. korrigierte Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer, 2008
- Lunz, Benedikt/Sauer, Dirk Uwe* [Speichersysteme, 2014]: Überblick über den aktuellen Stand der modernen Speichersysteme, in: Forum für Zukunftsenergien, Berlin, 2014
- Lutz, Christian/Lehr, Ulrike/Ulrich, Philip/Schlesinger, Michael* [Strommarkt, 2012]: Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Energiemarktes, in: gws Discussion Paper 2012/7, Osnabrück, Basel, 2012, <http://papers.gws-os.com/gws-paper12-7.pdf> (letztmaliger Zugriff: 09.07.2017)

- Maeding, Sandra* [Anreizregulierung, 2011]: Kurz- und langfristige Wirkung der Anreizregulierung : Eine empirische und theoretische Analyse des Einflusses auf Investitionen und Versorgungsqualität, Clausthal, 2011
- Mager, Diethard Prof. Dr.* [Energiewende, 2012]: Die Energiewende in Deutschland Chancen und Risiken, Symposium: Energie und Klima – Ein Blick in die Zukunft, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg VDI/VDE-AK Gesellschaft und Technik in Nordbayern, Erlangen, 2012
- Matthes, Frank P.* [Power to Gas, 2013]: Power to Gas : Welche Herausforderungen bestehen für die Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz?, in: energie wasser praxis DVGW Jahresrevue 12/2013, S. 83-87, Bonn, 2013
- Matthes, Felix Chr. Dr.* [Netzinfrastruktur, 2014]: (Übertragungs-) Netzinfrastrukturen im komplexen Feld der aktuellen Energie- und Klimapolitik-Debatten, Berlin, 2014, http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/2014-11-27_Matthes_Parlamentarischer_Abend_50Hertz.pdf (letztmaliger Zugriff: 01.09.2015)
- Mautz, Rüdiger/Byzio, Andreas/Rosenbaum, Wolf* [Energiewende, 2008]: Auf dem Weg zur Energiewende : die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland – eine Studie aus dem Soziologischen Forschungsinstitut Göttingen (SOFI), Göttingen: Univ.-Verl. Göttingen, 2008
- Michalczyk, Roman* [Regulierungstradition, 2010]: Europäische Ursprünge der Regulierung von Wettbewerb : eine rechtshistorische interdisziplinäre Suche nach einer europäischen Regulierungstradition am Beispiel der Entwicklung der Eisenbahn in England, Preußen und den USA, Tübingen: Mohr Siebeck, 2010
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern* [Energiekonzept 2020, 2009]: Das Energiekonzept 2020 und die Fortschreibung des Aktionsplanes Klimaschutz der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, VDI Energietagung Energieland 2020 – die zukünftige Energieversorgung in Mecklenburg-Vorpommern, Rostock, 2009
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern* [Energieland 2020, 2009]: Energieland 2020 : Gesamtstrategie für Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin, 2009, <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/region/mecklenburg-vorpommern/energieland-2020.pdf> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)
- Minter, Steffen* [Anreiz, 2015]: Anreiz, in: Gabler Wirtschaftslexikon, Wiesbaden: Springer Verlag, 2015, <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/3627/anreiz-v13.html> <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/3627/anreiz-v13.html> (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)
- Monopolkommission* [Wettbewerbsentwicklung, 2011]: Energie 2011 : Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Bonn, 2011,

<http://www.monopolkommission.de/index.php/de/gutachten/sondergutachten/242-sondergutachten-59> (letztmaliger Zugriff: 27.07.2015)

Monopolkommission [Energie, 2013]: Sondergutachten 65 : Energie 2013 : Wettbewerb in Zeiten der Energiewende : Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 5. September 2013, Bonn, 2013, <http://www.monopolkommission.de/index.php/de/gutachten/sondergutachten/208-sondergutachten-65> (letztmaliger Zugriff: 05.09.2015)

Moser, Albert Prof. Dr. [Verteilnetzbetreiber, 2013]: Zukünftige Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber, Bonn: 2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Auftaktveranstaltung_Evaluierung/Vortrag_Prof_Moser.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (letztmaliger Zugriff am 15-07-27)

Möst, Dominik Prof. Dr. [System, 2013]: Shaping our Future Energy System Prospects and Challenges of Energy Supply, Dresden, 2013

Müller, Christine/Growitsch, Christian/Wissner, Matthias [Anreizdilemma, 2011]: Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 35, S. 159-171, München, 2011

Müller, Christine/Growitsch, Christian/Wissner, Matthias [Investitionsanreize, 2010]: Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie – IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, WIK – Diskussionsbeitrag Nr. 349, Bad Honnef, 2010

Neidhöfer, Gerhard [Normfrequenz, 2008]: Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz : Wie aus dem Wirrwarr von Periodenzahlen die Standardfrequenz 50 Hz hervorging, VDE-Verlag, Berlin, 2008, <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/Geschichte/Documents/bulletin0817Neidhoefer.pdf> (letztmaliger Zugriff: 10.09.2015)

NordREG Nordic Energy Regulators [regulation, 2012]: Economic regulation of TSOs in the Nordic countries, Helsinki, 2012, http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/05/TSO_report1.pdf (letztmaliger Zugriff: 04.09.2015)

Nolde, Andreas/Wolter, Horst/Ecke, Julius [Verteilnetzausbau, 2013]: Die Energiewende erfordert einen smarten Verteilnetzausbau, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63 Jg. Heft 12, S. 87-90, München, 2013

Oelmann, Mark [Qualitätsregulierung, 2005]: Zur Neuausrichtung der Preis- und Qualitätsregulierung in der deutschen Wasserwirtschaft, Köln: Kölner-Wiss.-Verlag, 2005

- Oettinger, Günther* [Energie, 2014]: Vision des Europäischen Binnenmarktes für Energie, Rede zum Energietag des Weltenergieates Deutschland e.V., Berlin, 2014
- Olfert, Klaus* [Investition, 2001]: Investition, 8., überarb. und erw. Aufl., Ludwigshafen: Kiehl, 2001
- Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie (Hrsg.)* [Energieversorgung, 1982]: Energieversorgung, Freiburg, 1982, http://www.energiewende.de/fileadmin/user_upload/pdf/1982_Energiewende_Kurzfassung.pdf (letzter Zugriff 19.12.2015)
- Geden, Oliver/Dröge, Susanne* [Energiemärkte, 2010]: Integration der europäischen Energiemärkte : Notwendige Voraussetzung für eine effektive EU-Energieaußenpolitik, SWP-Studie, Berlin, 2010
- Ortega, Rodriguez M. P./Pérez-Arriaga, J. I./Abbad, J. R./González, J. P.* [Distribution, 2008]: Distribution network tariffs : A closed question?, in: Energy Policy 36, S. 1712-1725, Oxford, 2008
- Pape, Carsten/ Gerhardt, Norman/Härtel, Philipp/Scholz, Angela/Schwinn, Rainer (Fraunhofer IWES) Drees, Tim/Maaz, Andreas/Sprey, Jens/Breuer, Christopher Dr./Moser, Albert Prof. Dr. (IAEW) Sailer, Frank/Reuter, Simon/Müller, Thorsten (Stiftung Umweltenergierecht)* [Speicher, 2014]: Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung : Kurzzusammenfassung, Berlin, 2014, http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/Roadmap_Speicher_Kurzzusammenfassung_2014-06.pdf (letzter Zugriff 06.09.2015)
- Pardatscher, Robert/Witzmann, Rolf/Wirth, Georg/Spring, Andreas/Becker, Gerd/Schmidt, Sebastian/Brantl, Johannes* [Oberschwingbelastung, 2014]: Untersuchungen zur Oberschwingbelastung in Netzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung, EnInnov2014 – 13. Symposium Energieinnovation Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende, TU Graz, Graz, 2014
- Pedell, Burkhard* [Anreizregulierungsverordnung, 2007]: Kein Anreiz ohne Risiko : Anmerkungen zur Anreizregulierungsverordnung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57 Jg., München, 2007
- Perridon, Louis/Steiner, Manfred/Rathgeber, Andreas* [Finanzwirtschaft, 2012]: Finanzwirtschaft der Unternehmung, 16. Aufl., München: Vahlen, 2012
- Pohl, Martin* [Netzzugang, 2009]: Die Regulierung des Netzzugangs bei Briefdiensten in Deutschland und Großbritannien, Hamburg: Diplomica, 2009

- Reaktorsicherheitskommission* [Sicherheitsüberprüfung, 2011]: Anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung (RSK-SÜ) deutscher Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima-I (Japan), Berlin, 2011, <http://www.rskonline.de/sites/default/files/reports/epanlage1rsk447hp.pdf> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Röttgen, Norbert* [Stenografischer Bericht 117. Sitzung, 2011]: Deutscher Bundestag Stenografischer Bericht 117. Sitzung, in: Plenarprotokoll 17/117, Berlin, 2011, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btp/17/17117.pdf> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Scheer, Hermann* [Imperativ, 2010]: Der energetische Imperativ : 100 % jetzt : wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist, München: Kunstmann, 2010
- Schmidt, Reiner/Vollmöller, Thomas (Hrsg.)* [Kompendium, 2007]: Kompendium Öffentliches Wirtschaftsrecht, 3. überarbeitete und aktualisierte Aufl., Berlin, Heidelberg, New York: Springer, 2007
- Schnabel, Stefan* [Netzplanung, 2013]: Ein techno-ökonomisches Modell zur Netzplanung unter Berücksichtigung regulierter Netzentgelte : Ein integrierter Ansatz im Rahmen der wertorientierten Unternehmensführung am Beispiel der 110-kV-Verteilnetzebene, Karlsruhe, 2013
- Schufft, Wolfgang (Hrsg.)* [Energietechnik, 2007]: Taschenbuch der elektrischen Energietechnik, Leipzig: Carl Hanser Verlag, 2007
- Schumann, Matthias (Hrsg.)/Goos, Philipp/Hagenhoff, Svenja* [Innovationsmanagement, 2013]: Strategisches Innovationsmanagement : Eine Bestandsaufnahme, Göttingen, 2013
- Schwab, Adolf J.* [Elektroenergiesysteme, 2009]: Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2., aktualisierte Aufl., Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer, 2009
- Seeliger, Andreas/Perner, J./Riechmann, Christoph/Trhal, Nadja/Fürsch, Michaela/Nagl, Stephan /Lindenberger, Dietmar* [Energy, 2011]: Energy Costs in Germany : Developments, Drivers and International Comparison., in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (35), S. 43–52, München, 2011
- Shleifer, Andrei* [Yardstick, 2015]: A theory of yardstick competition, in: Journal of Economics, Vol. 16, No. 2, Cedar Falls IA, 1985
- Shleifer, Andrei* [Regulation, 2005]: Understanding regulation, in: European Financial Management Vol. 11, Nr. 4, S. 439–451, Oxford, 2005
- Siebels, Carsten* [Netzausbau, 2012]: Dezentralisierung und Netzausbau, Göttingen, 2012, <https://www.efzn.de/veranstaltungen/goettinger-energietagung/2012-dezentralisierung-und-netzausbau/> (letztmaliger Zugriff: 01.09.2015)

- Stamminger, Rainer* [Appliances, 2008]: Synergy Potential of Smart Appliances : A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)“, Bonn, 2008, http://www.smart-a.org/WP2_D_2_3_Synergy_Potential_of_Smart_Appliances.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Steger, Ulrich/Büdenbender, Ulrich/Feess, Eberhard/Nelles, Dieter* [Netze, 2008]: Die Regulierung elektrischer Netze : Offene Fragen und Lösungsansätze, Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008
- Stenzel, Peter/Bongartz, Richard/Fleer, Johannes/Hennings, Wilfried/Linssen, Jochen/Markewitz, Peter* [Energiespeicher, 2014]: Energiespeicher, Jülich, 2015, http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/EN/publications/preprints/2014/preprint_04_2014.pdf?__blob=publicationFile (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015)
- Ströbele, Wolfgang/Heuterkes, Michael/Pfaffenberger, Wolfgang* [Energiewirtschaft, 2012]: Energiewirtschaft : Einführung in Theorie und Praxis, 3. überarb. und aktual. Aufl., München: Oldenbourg, 2012
- Struth, Janina/Leuthold, Aretz Astrid/Bost, Mark/Gähns, Swantje/Cramer, Moritz/Szczechowicz, Eva/Hirschl, Bernd/Schnettler, Armin/Sauer, Uwe* [PV-Nutzen, 2013]: Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten Anlagen, Aachen, 2013
- Suck, André* [Elektrizitätswirtschaft, 2008]: Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft : Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien, Wiesbaden: Verlage für Sozialwissenschaften. 2008
- Tagesanzeiger (Hrsg.), N.N.* [the Energiewende, 2014]: Let`s talk about the Energiewende, Zürich, 2014, <http://www.tagesanzeiger.ch/wissen/bildung/Let-s-talk-about-the-Energiewende/story/13179528> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- The Economist (Hrsg.)* [Energiewende, 2012]: Energiewende : Germany`s energy transformation, London, 2012, <http://www.economist.com/node/21559667> (letztmaliger Zugriff: 03.09.2015)
- Umweltbundesamt (Hrsg.)* [Klimaschutz, 2012]: Energieeffizienzdaten für den Klimaschutz, Dessau, 2012, <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieeffizienzdaten-fuer-den-klimaschutz> (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Umweltbundesamt (Hrsg.)* [KWK-Ausbau, 2014]: KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten, Sabine Gores, Wolfram Jörß, Ralph Harthan vom Öko-Institut e.V. in Berlin, Dr. H.J. Ziesing; Juri Horst vom ZES in Saarbrücken, Dessau-Roßlau, 2014,

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/kwk-ausbau-entwicklung-prognose-wirksamkeit-im-kwk> (letztmaliger Zugriff: 25.08.2015)

Uri, Noel D. [incentive regulation, 2001]: Technical efficiency, allocative efficiency and the impact of incentive regulation in telecommunications in the United States, in: Structural Change and Economic dynamics, 12/2001, Washington, 2001

Vattenfall [Tiefstack, 2015]: Heizkraftwerk Tiefstack auf historischem Grund, Hamburg, 2015, <http://kraftwerke.vattenfall.de/tiefstack> (letztmaliger Zugriff: 28.07.2015]

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. [Demand Side Integration, 2012]: Demand Side Integration : Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Frankfurt a.M., 2012

VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V. [Investitionserfordernisse, 2012]: Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid), Berlin, 2012, http://www.e-energy.de/images/2012.05_VKU_Kurzstudie_V1.0_final.pdf (letztmaliger Zugriff: 01.09.2015)

Vogelsang, Ingo [Competition, 2002]: Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets : A 20-Year Perspective, in: Journal of Regulatory Economics (22), S. 5–27, Boston, 2002

Wasicek, Arthur [Gasturbinen, 2003]: Machbarkeitsstudie für eine Gasturbine mit Wassereindüsung zwischen Verdichteraustritt und Brennkammereintritt, Wien, 2003 https://publik.tuwien.ac.at/files/pub-mb_1455.pdf (letztmaliger Zugriff: 27.06.2015)

Wallnöfer, Klaus [Regulierungsrecht, 2008]: Regulierungsrecht – quare venis, quo vadis? : Strukturelle Überlegungen zur sektorspezifischen Regulierung moderner Prägung, in: Recht Politik Wirtschaft Dynamische Perspektiven – Festschrift für Norbert Wimmer, Berlin, New York: Springer, 2008

Weber, Alexander [RPI-X-Regulierung, 2009]: Investitionsanreize unter RPI-X-Regulierung und die angemessene Höhe von Kostendurchreichungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 03/2009, S. 205-211, München, 2009

Weber, Christoph/Schober, Dominik [Netzbetrieb, 2007]: Ist ein nachhaltiger Netzbetrieb bei Benchmarking mit heterogenen Kapitalstrukturen möglich?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31(1), S. 3-14, München, 2007

Welfonder, Ernst [Energieversorgung, 2014]: Möglichkeiten einer dualen Energieversorgung nach 2020, in: ew aktuell 1/2014, Frankfurt am Main, 2014

- Welge, Martin K./Al-Laham, Andreas* [Management, 2008]: Strategisches Management : Grundlagen – Prozess – Implementierung, 5. vollst. überarb. Aufl., Wiesbaden: Gabler, 2008
- Westphal, Kirsten Dr.* [Energiewende, 2012]: Die Energiewende global denken, in: SWP-Aktuell 37, Berlin, 2012, http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2012A37_wep.pdf (letztmaliger Zugriff: 06.09.2015)
- Wild, Jörg/Vaterlaus, Stephan* [Regulierung, 2003]: Regulierung von Stromverteilnetzen : Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen, in: Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V., Reihe B 286, S. 167-186, Freiburg, 2003
- Wirth, Harry* [Photovoltaik, 2014]: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik, Freiburg, 2014
- Wissenschaftlicher Dienst Deutscher Bundestag, Verfasserin: Jenny Eschment – Fachbereich WD 8, Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung* [Rebound-Effekt, 2014]: Aktueller Begriff. Der Rebound-Effekt : Störendes Phänomen bei der Steigerung der Energieeffizienz, Berlin, 2014
- Wöhe, Günter Prof. Dr./Döring, Ulrich Dr.* [Betriebswirtschaftslehre, 2013]: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 25. überarb. und aktual. Aufl., München: Vahlen, 2013
- Zdrowomyslaw, Norbert/Kasch, Robert* [Managementpraxis, 2002]: Betriebsvergleiche und Benchmarking für die Managementpraxis : Unternehmensanalyse, Unternehmenstransparenz und Motivation durch Kenn- und Vergleichsgrößen, München, Wien: Oldenbourg, 2002

Rechtsquellenverzeichnis

AEUV

Fassung aufgrund des am 1. Dezember 2009 in Kraft getretenen Vertrags von Lissabon (konsolidierte Fassung bekanntgemacht im ABl. EG Nr. C 115 vom 9. Mai 2008, S. 47) zuletzt geändert durch die Akte über die Bedingungen des Beitritts der Republik Kroatien und die Anpassungen des Vertrags über die Europäische Union, des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union und des Vertrags zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (ABl. EU L 112/21 vom 24. April 2012) m.W.v. 1. Juli 2013

ARegV

Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I, S. 2529), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I, S. 1066) geändert worden ist

ARegV 2016

Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I, S. 2529), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 14. September 2016 (BGBl. I, S. 2147) geändert worden ist

EDL-G

Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen vom 4. November 2010 (BGBl. I, S. 1483), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. April 2015 (BGBl. I, S. 578) geändert worden ist

EEG 2014

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I, S. 2406) geändert worden ist

EnWG

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I, S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I, S. 2498) geändert worden ist

EU-Binnenmarktrichtlinie

RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

EU-Energieeffizienzrichtlinie

RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG

Messstellenbetriebsgesetz

Gesetzentwurf über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) als Teil des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 04. November 2015

MessZV

Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

Grundgesetz

Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2014 (BGBl. I, S. 2438) geändert worden ist

GWB

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 8 Absatz 16 des Gesetzes vom 17. Juli 2015 (BGBl. I, S. 1245) geändert worden ist

KraftNAV

Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV). Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vom 26. Juni 2007 (BGBl. I, S. 1187)

Stromeinspeisungsgesetz

Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7. Dezember 1990 (BGBl. 1990 Teil I Seite 2633)

StromNEV

Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1066) geändert worden ist

StromNZV

Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I, S. 2243), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1066) geändert worden ist

TransmissionCode 2007

Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007

Rechtsprechung

Bundesgerichtshof Beschluss EnVR 18/12 vom 17. Dezember 2013

Wissenschaftlicher Werdegang des Verfassers

STEFAN JÜRGEN SAATMANN

Geboren am 18.05.1982 in Rostock
verheiratet, zwei Kinder

EXTERNER DOKTORAND

07/2013 – 07/2016 Universität Leipzig, Institut für Unternehmensrechnung, Finanzierung und Besteuerung; Doktorvater Professor Dr. Ralf Diedrich Leipzig Professur Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Controlling und interne Unternehmensrechnung

STUDIUM

10/2009 – 02/2012 Master of Science “International Energy Economics & Business Administration“ Universität Leipzig & MGIMO Universität Moskau
Schwerpunkte: Energiewirtschaft & Energiepolitik; Abschluss: 1,5

09/2006 – 07/2009 Bachelor of Science „Betriebswirtschaftslehre“ Fachhochschule Stralsund; Schwerpunkte: Globales Finanzmanagement & International Business; Abschluss: 1,3

09/2007 – 02/2008 Tutor Elektronische Datenverarbeitung (EDV) für Betriebswirte an der Fachhochschule Stralsund am Lehrstuhl Wirtschaftsinformatik, Professor PhD Bernd Falkowski B. Sc.

09/2008 – 07/2009 Studentische Hilfskraft an der Fachhochschule Stralsund am Lehrstuhl für Managementlehre, Personal- und Ausbildungslehre, Professor Dr. Ralf Mertens

SUMMER SCHOOLS

07/2011 GASAG-Summer School „Energie-Konzepte 2030“, TU Berlin

08/2011 23. Summer School Renewable Energy, Solarinstitut Jülich, FH Aachen

09/2013 „SusES future“ Sustainable energy systems Boysen-TU Dresden International Summer School, TU Dresden

STIPENDIUM

07/2007 – 09/2011 Studienförderung Konrad-Adenauer-Stiftung

PUBLIKATIONEN

Saatmann, S.; Sulk, I.; Klotz, M. (2011) Studie zu gewerblichen Strompreisen in Mecklenburg-Vorpommern

Saatmann, S. (2013) The price-link in the German natural Gas market

Trümper S., Gerhard S., Saatmann S. Weinmann D. (2014) Qualitative Analysis of Strategies for the Integration of renewable Energies in the Electricity Grid, Energy Procedia, Volume(s) 46, 31 Jan 2014, Pages 161-170

FORSCHUNGSPROJEKTE

07/2014 – 06/2016 Forschungsprojekt “OptNetzE – Optimierung des integrierten Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen bei zunehmend fluktuierender Erzeugung und flexiblen Lasten” des BMWi mit der TU Berlin (Smart GridLabor) und diversen Industriepartnern; Das Projekt wird im Rahmen des Programms „Zukunftsfähige Netze“ des BMWi, BMBF und BMU zur Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet zukunftsfähiger Stromnetztechnologien gefördert, Mitarbeit in AP 2: Gesamtkonzept für den netzübergreifenden integrierten Betrieb

12/2015 – dato Forschungsprojekt “WindNODE – Wind Nordostdeutschland” des BMWi mit diversen Industriepartnern; Das Projekt WindNODE ist eines von fünf Schaufenstern der Energiewende, Mitarbeit in AP 4.3: Anwendungsszenarien intelligenter Messsysteme (iMSys) bei SLP-Kunden

Bibliographische Beschreibung

Saatmann, Stefan Jürgen

Aspekte der Anreizkompatibilität im energiepolitischen Regulierungsrahmen -

Ein Beitrag zu den Auswirkungen der Energiewende aus der Perspektive der Stromverteilnetze

Universität Leipzig, Dissertation

186 S., 236 Lit., 52 Abb., 17 Tabellen, 5 Anlagen

Referat:

Gegenstand der vorliegenden Arbeit sind Aspekte der Anreizkompatibilität im energiepolitischen Regulierungsrahmen aus der Perspektive der Stromverteilnetze. Ausgehend von der theoretischen Einordnung und den konkreten Auswirkungen der Energiewende auf die Stromverteilnetze als Plattform ihrer Umsetzung erfolgte die Entwicklung des konzeptionellen Modells der Anreizkompatibilität. Es ermöglicht im Regulierungsrahmen der Energiewende Regulierungselemente, die auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen wirken, zu erfassen und ihre Wechselwirkung zu analysieren. Ein konkretes Beispiel ist das EEG auf der Erzeugungsseite und die Anreizregulierungsverordnung im Netzbereich. Beide Vorgaben beeinflussen die jeweiligen Akteure, sind aber nicht aufeinander abgestimmt. So stehen sich Kapazitätserweiterung in der Erzeugung und Kosteneffizienz im Netzbereich als konträre Sachziele gegenüber. Im Ergebnis ist durch die Hinzuziehung der Anreizkompatibilität als Regulierungskriterium eine bessere Abstimmung der Maßnahmen möglich und schafft die Voraussetzung einer effizienten energiepolitischen Zielerreichung.

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, die vorliegende Dissertation selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe, insbesondere ohne die Hilfe eines Promotionsberaters, angefertigt zu haben. Ich habe keine anderen als die angeführten Quellen und Hilfsmittel benutzt und sämtliche Textstellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen wurden, und alle Angaben, die auf mündlichen Auskünften beruhen, als solche kenntlich gemacht. Ebenfalls sind alle von anderen Personen bereitgestellten Materialien oder erbrachten Dienstleistungen als solche gekennzeichnet.

Leipzig, 15. November 2017

Stefan Jürgen Saatmann